

Школа – Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки – 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение автоматизации и робототехники

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Автоматизация кустовой площадки

УДК 681.51:622.276.342-027.522

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т61	Новоселов Василий Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Мамонова Татьяна Егоровна	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Верховская Марина Витальевна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Аверкиев Алексей Анатольевич	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Воронин Александр Васильевич	к.т.н., доцент		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен использовать основные закономерности, действующие в процессе изготовления продукции требуемого качества, заданного количества при наименьших затратах общественного труда
ОПК(У)-2	Способен решать стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности
ОПК(У)-3	Способен использовать современные информационные технологии, технику, прикладные программные средства при решении задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-4	Способен участвовать в разработке обобщенных вариантов решения проблем, связанных с автоматизацией производств, выборе на основе анализа вариантов оптимального прогнозирования последствий решения
ОПК(У)-5	Способен участвовать в разработке технической документации, связанной с профессиональной деятельностью
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен собирать и анализировать исходные информационные данные для проектирования технологических процессов изготовления продукции, средств и систем автоматизации, контроля, технологического оснащения, диагностики, испытаний, управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством; участвовать в работах по расчету и проектированию процессов изготовления продукции и указанных средств и систем с использованием современных информационных технологий, методов и средств проектирования
ПК(У)-2	Способен выбирать основные и вспомогательные материалы для изготовления изделий, способы реализации основных технологических процессов, аналитические и численные методы при разработке их математических моделей, методы стандартных испытаний по определению физико-механических свойств и технологических показателей материалов и готовых изделий, стандартные методы их проектирования, прогрессивные методы эксплуатации изделий

ПК(У)-3	готов применять способы рационального использования сырьевых, энергетических и других видов ресурсов, современные методы разработки малоотходных, энергосберегающих и экологически чистых технологий, средства автоматизации технологических процессов и производств
ПК(У)-4	Способен участвовать в постановке целей проекта (программы), его задач при заданных критериях, целевых функциях, ограничениях, разработке структуры его взаимосвязей, определении приоритетов решения задач с учетом правовых и нравственных аспектов профессиональной деятельности, в разработке проектов изделий с учетом технологических, конструкторских, эксплуатационных, эстетических, экономических и управленческих параметров, в разработке проектов модернизации действующих производств, создании новых, в разработке средств и систем автоматизации, контроля, диагностики, испытаний, управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством в соответствии с техническими заданиями и использованием стандартных средств автоматизации расчетов и проектирования
ПК(У)-5	Способен участвовать в разработке (на основе действующих стандартов и другой нормативной документации) проектной и рабочей технической документации в области автоматизации технологических процессов и производств, их эксплуатационному обслуживанию, управлению жизненным циклом продукции и ее качеством, в мероприятиях по контролю соответствия разрабатываемых проектов и технической документации действующим стандартам, техническим условиям и другим нормативным документам
ПК(У)-6	Способен проводить диагностику состояния и динамики производственных объектов производств с использованием необходимых методов и средств анализа
ПК(У)-7	Способен участвовать в разработке проектов по автоматизации производственных и технологических процессов, технических средств и систем автоматизации, контроля, диагностики, испытаний, управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством, в практическом освоении и совершенствовании данных процессов, средств и систем
ПК(У)-8	Способен выполнять работы по автоматизации технологических процессов и производств, их обеспечению средствами автоматизации и управления, готовностью использовать современные методы и средства автоматизации, контроля, диагностики, испытаний и управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством
ПК(У)-9	Способен определять номенклатуру параметров продукции и технологических процессов ее изготовления, подлежащих контролю и измерению, устанавливать оптимальные нормы точности продукции, измерений и достоверности контроля, разрабатывать локальные поверочные схемы и выполнять проверку и отладку систем и средств автоматизации технологических процессов, контроля, диагностики, испытаний, управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством, а также их ремонт и выбор; осваивать средства обеспечения автоматизации и управления
ПК(У)-10	Способен проводить оценку уровня брака продукции, анализировать причины его появления, разрабатывать мероприятия по его предупреждению и устранению, по совершенствованию продукции, технологических процессов, средств автоматизации и управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством, систем экологического менеджмента предприятия, по сертификации продукции, процессов, средств автоматизации и управления
ПК(У)-11	Способен участвовать: в разработке планов, программ, методик, связанных с автоматизацией технологических процессов и производств, управлением процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством, инструкций по

	эксплуатации оборудования, средств и систем автоматизации, управления и сертификации и другой текстовой документации, входящей в конструкторскую и технологическую документацию, в работах по экспертизе технической документации, надзору и контролю за состоянием технологических процессов, систем, средств автоматизации и управления, оборудования, выявлению их резервов, определению причин недостатков и возникающих неисправностей при эксплуатации, принятию мер по их устранению и повышению эффективности использования
ПК(У)-18	Способен аккумулировать научно-техническую информацию, отечественный и зарубежный опыт в области автоматизации технологических процессов и производств, автоматизированного управления жизненным циклом продукции, компьютерных систем управления ее качеством,
ПК(У)-19	Способен участвовать в работах по моделированию продукции, технологических процессов, производств, средств и систем автоматизации, контроля, диагностики, испытаний и управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством с использованием современных средств автоматизированного проектирования, по разработке алгоритмического и программного обеспечения средств и систем автоматизации и управления процессами
ПК(У)-20	Способен проводить эксперименты по заданным методикам с обработкой и анализом их результатов, составлять описания выполненных исследований и подготавливать данные для разработки научных обзоров и публикаций
ПК(У)-21	Способен составлять научные отчеты по выполненному заданию и участвовать во внедрении результатов исследований и разработок в области автоматизации технологических процессов и производств, автоматизированного управления жизненным циклом продукции и ее качеством
ПК(У)-22	Способен участвовать: в разработке программ учебных дисциплин и курсов на основе изучения научной, технической и научно-методической литературы, а также собственных результатов исследований; в постановке и модернизации отдельных лабораторных работ и практикумов по дисциплинам профилей направления; способностью проводить отдельные виды аудиторных учебных занятий (лабораторные и практические), применять новые образовательные технологии, включая системы компьютерного и дистанционного обучения

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа – Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки – 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение автоматизации и робототехники

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ 10.04.21 г. Воронин А.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-8Т61	Новоселов Василий Александрович

Тема работы:

Автоматизация кустовой площадки

Утверждена приказом директора (дата, номер)	25.02.2021 №56 - 52/с
---	-----------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объектом исследования является кустовая площадка скважиной добычи нефти. Режим работы непрерывный. Кустовая площадка используется добычи нефти.</p>
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Описание технологического процесса. 2. Разработка систем автоматизации кустовой площадки скважиной добычи нефти. 3. Разработка схемы соединения внешних проводок. 4. Разработка функциональной схемы кустовой площадки. 5. Алгоритм работы контроллера. 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 7. Социальная ответственность.
--	---

<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Структурная схема регулирования температуры перегретого пара.</p>
--	--

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Верховская Марина Витальевна, доцент ОСГН ШБИП, к.э.н.
Социальная ответственность	Аверкиев Алексей Анатольевич ООД ШБИП

<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>
<p>Нет</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>10.04.2021</p>
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Мамонова Татьяна Егоровна	к.т.н., доцент		10.04.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т61	Новоселов Василий Александрович		10.04.2021

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-8Т61	Новоселов Василий Александрович

Школа	Инженерная школа информационных технологий и робототехники	Отделение школы (НОЦ)	Отделение автоматизации и робототехники
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	– Оклад инженера - 22695 руб. в месяц; – Оклад руководителя - 35111 руб. в месяц. – Человеческие ресурсы -2 человека (руководитель и инженер).
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Районный коэффициент - 1,3
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность, вводится пониженная ставка – 27,1%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	– Описание потенциальных потребителей; – Анализ конкурентных технологий;
2. <i>Планирование и формирование бюджета научного исследования</i>	– Планирование работ; – Структура работ в рамках научного исследования: – Определение трудоёмкости и разработка графика выполнения работ; – Расчет материальных затрат; – Разработка графика Ганта; – Расчёт бюджета затрат НИ.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>График проведения НИ</i>
2. <i>Карта сегментирования рынка</i>
3. <i>Разработка графика проведения научного исследования</i>
4. <i>Диаграмма Ганта</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Верховская М. В.	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т61	Новоселов Василий Александрович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
З-8Т61	Новоселов Василий Александрович

Школа	Инженерная школа информационных технологий и робототехники	Отделение (НОЦ)	Отделение автоматизации и робототехники
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»

Автоматизация кустовой площадки

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Объектом исследования является кустовая площадка скважинной добычи нефти. Оператор управляет технологическими процессами объектов и автоматического поддержания параметров системы в заданных технологическим регламентом пределах. Рабочее место оператора по добыче является операторная в диспетчерском пункте. В состав кустовой площадки входит: замерная установка, скважины с электронасосным агрегатом, блок дозирования реагентов, блок гребенки, аппаратный блок. Область применения: Нефтегазовые месторождения.</p>
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Специальные:</p> <ul style="list-style-type: none"> – СанПиН 1.2.3685-21; – ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ; – ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ; – СП 52.13330.2010; – СП 51.13330.2011; – ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ; – ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ; – ГОСТ 12.0.003-2015; – ГОСТ 12.1.038-82; – ГОСТ 12.1.030-81; – ГОСТ 12.1.004-91;
--	---

	<ul style="list-style-type: none"> – ГОСТ 22269-76; – ГОСТ 22613-77; – ГОСТ 23000-78; – ГОСТ Р 50923-96; – ГОСТ 12.2.003-91; – ГОСТ 12.4.021-75; – ГОСТ 12.2.061-81; – ГОСТ 12.1.029-80; – ГОСТ 12.1.038-82; – ГОСТ Р 50948-2001; – СанПиН 2.2.2.542-96; – МУ 2.2.4.706-98/МУ ОТ РМ 01-98; – РД 153-34.0-03.301-00; – ТК РФ.
<p>2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Повышенный уровень шума в помещении; – Электромагнитные волны от экрана монитора; – Несоответствие нормам параметров микроклимата; – Недостаток освещения; – Монотонность труда, умственная и эмоциональная перегрузка; – Повышенная температура в помещении. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Повышенное значение напряжения в электрической цепи - опасность поражения электрическим током; – Пожаробезопасность - существует опасность пожаров в случае отклонения режима работы оборудования от допустимых режимов.

<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<p>Воздействие на атмосферу происходит в результате выбросов продуктов сгорания, связанных с техногенной чрезвычайной ситуацией (взрыв). Воздействие на гидросферу не происходит. Имеется воздействие на литосферу. При возникновении аварийной ситуации одним из методов предотвращения взрывоопасной ситуации является экстренный сброс углеводородов из дренажной емкости в очистную яму.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Возможные ЧС на производстве:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Пожар; – Взрыв; – Газонефтеводопроявление (фонтан); – Разгерметизация трубопровода; – Технологическая авария. <p>Наиболее типичная ЧС - пожар, технологическая авария на производстве.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Аверкиев Алексей Анатольевич	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т61	Новоселов Василий Александрович		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа – Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки – 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств

Отделение школы (НОЦ) – Отделение автоматизации и робототехники

Уровень образования – бакалавр

Период выполнения – весенний семестр 2020/2021 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2021
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) /вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
25.04.2021	Основная часть	60
04.05.2021	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
13.05.2021	Социальная ответственность	20

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Мамонова Татьяна Егоровна	к.т.н., доцент		10.04.2021

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Воронин Александр Васильевич	к.т.н., доцент		10.04.2021

Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 111 страниц, 23 источников литературы, 25 рисунков, 19 приложений, 24 таблиц.

Ключевые слова: кустовая площадка, АГЗУ, БГ, БДР, АБ, добыча нефти, регулирование.

Цель работы – автоматизация кустовой площадки.

Данная выпускная квалификационная работа представляет собой разработку проекта автоматизации кустовой площадки скважиной добычи нефти.

Разработанная система может применяться на любые нефтяные месторождения.

Предлагаемая система позволит увеличить надёжность работы, уменьшить количество аварийных отключений и как следствие финансовых убытков предприятия.

Обозначения и сокращения

- АБ** – аппаратный блок;
- АГЗУ** – автоматическая групповая замерная установка;
- АРМ** – автоматизированное рабочее место;
- АСР** – автоматическая система регулирования;
- АСУ** – автоматизированная система управления;
- АСУ ТП** – автоматизированная система управления технологическим процессом;
- АЦП** – аналогово-цифровое преобразование;
- БГ** – блок гребёнок;
- БДР** – блок дозирования реагентов;
- ДНС** – дожимная насосная станция;
- ЗУ** – замерная установка;
- ИБП** – источник бесперебойного питания;
- ИМ** - исполнительный механизм;
- КИП** – контрольно-измерительные приборы;
- КИПиА** – контрольно-измерительные приборы и автоматизация;
- КП СДН** – кустовая площадка скважиной добычи нефти;
- ЛВС** – локально вычислительная сеть;
- ЛСУ** – локальная система управления;
- ОЗУ** – оперативное запоминающее устройство;
- ПАЗ** – противоаварийная защита;
- ПК** – программный комплекс;
- ПСМ** – переключатель скважины многоходовой;
- ПТК** – программно-технический комплекс;
- ПУЭ** - правила устройства электроустановок;
- ПЭВМ** – персональная электронно-вычислительная машина;
- РО** – регулирующий орган;
- РСУ** – распределенная система управления;
- СА** – система автоматизации;

СД КИП – системы диагностики контрольно-измерительных приборов;
ЭЦН – электроприводной центробежный насос.

Содержание

Введение.....	18
1 Характеристика объекта автоматизации	20
1.1 Общая характеристика кустовых площадок	20
1.2 Технологическая схема кустовой площадки.....	30
1.3 Техническое задание на устройство системы автоматизации кустовой площадки скважинной добычи нефти.....	30
2 Разработка систем автоматизации кустовой площадки скважинной добычи нефти.....	46
2.1 Система автоматизации замерной установки	46
2.2 Система автоматизации скважины.....	48
2.3 Система автоматизации блока дозирования реагентов.....	49
2.4 Система автоматизации блока гребёнки.....	50
2.5 Система автоматизации аппаратурного блока.....	50
2.6 Общие решения по устройству АСУ кустовой площадки скважинной добычи нефти.....	51
2.7 Алгоритм работы контроллера ТК-84.М1	54
3 Решения по внедрению система автоматизации кустовой площадки скважинной добычи нефти.....	56
3.1 Схема внешних проводок на полевом уровне системы автоматизации	56
3.2 Принципиальная электрическая схема	58
3.3 Топология сети на основе интерфейса RS-485	61
3.4 Схема подключений к контроллеру ТК-84.М1	61
3.5 Расчет АСР ПИ-регулятора уровня емкости Е-2	63
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	73
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности.....	73
4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	74

4.1.2 Анализ конкурентных технических решений	74
4.2 Технология QuaD	77
4.3 Планирование научно-исследовательских работ.....	79
4.3.1 Структура работ в рамках научного исследования	79
4.3.2 Определение трудоемкости и разработка графика выполнения работ.....	81
4.4 Бюджет научно-технического исследования	84
4.4.1 Расчет материальных затрат	84
4.4.2 Основная заработная плата исполнителей темы	85
4.4.3 Дополнительная заработная плата исполнителей темы.....	86
4.4.4 Отчисления во внебюджетные фонды	87
4.4.5 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.....	87
4.4.6 Определение ресурсной, финансовой и экономической эффективности исследования.....	88
5 Социальная ответственность	91
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	92
5.1.1 Специальные правовые норма трудового законодательства.....	92
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	93
5.2 Производственная безопасность	95
5.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов	95
5.2.2 Повышенный уровень шума	97
5.2.3 Повышенный или пониженный уровень освещенности.....	98
5.2.2 Повышенный уровень электромагнитных излучений.....	102
5.2.3 Повышенная или пониженная влажность воздуха. Повышенная или пониженная температура воздуха	103
5.2.4 Электрический ток	104
5.3 Экологическая безопасность.....	105
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	106
Вывод по разделу «Социальная ответственность».....	107
Заключение	108

Список используемых источников.....	109
Приложение А. Общие данные.....	112
Приложение Б. Технологическая схема и схема автоматизации	113
Приложение В. Схема автоматизации установки «ОЗНА-Импульс»	114
Приложение Г. Схема автоматизации скважины с ЭЦН	116
Приложение Д. Схема автоматизации БДР	117
Приложение Е. Схема автоматизации блока гребенок БГ	119
Приложение Ж. Схема автоматизации аппаратурного блока	120
Приложение З. «ОЗНА-Импульс». Схема соединения внешних проводок..	121
Приложение И. Скважина с ЭЦН. Схема соединения внешних проводок...	123
Приложение К. БДР. Схема соединения внешних проводок	126
Приложение Л. Блок гребенки БГ. Схема соединения внешних проводок ..	127
Приложение М. Аппаратурный блок. Схема соединения внешних проводок	130
Приложение Н. Уровень. Схема соединений внешних проводок	131
Приложение О. Схема электрическая принципиальная измерения давления	132
Приложение П. Топология сети на основе интерфейса RS-485.....	133
Приложение Р. Схема подключения к контроллеру ТК-84.М1	134
Приложение С. Таблица соединений внешних проводок.....	138
Приложение Т. Спецификация оборудования, изделий и материалов	154
Приложение У. Сводный план инженерных сетей.....	155

Введение

Актуальность исследований в направлении автоматизации кустовой площадки базируется на основе изучения аналитических данных АЦППРФ [1], согласно которым определены следующие отраслевые тренды:

– мировой спрос на нефть в I квартале 2021 года не достиг значений из прошлого прогноза МЭА: при оцененном объеме в 93,9 млн барр./день, фактическое значение потребления составило 93,7 млн барр./день. Среди крупнейших стран-потребителей нефти отставание фактического уровня от ожидаемого наблюдается в Европе (ОЭСР) и США (на 0,1 млн барр./день в обоих случаях). В Китае, напротив, существует тенденция к расширению спроса (прогнозные квартальные значения превышены на 0,2 млн барр./день). Оценки глобального потребления нефти во II квартале 2021 г. позитивны (+14,8 % г/г) благодаря ожиданиям экономического подъема вопреки возможному введению новых ограничительных мер из-за COVID-19. В апреле ОПЕК скорректировала мартовскую годовую оценку на 2021 год в сторону увеличения мирового спроса с 96,3 млн барр./день до 96,5 млн барр./день: снижение потребления во II квартале (с 95,6 млн барр./день до 95,1 млн барр./день) компенсируется увеличением в III-IV кварталах текущего года (с 97,4 млн барр./день до 97,7 млн барр./день и с 98,9 млн барр./день до 99,5 млн барр./день соответственно);

– за январь-март 2021 г. добыча и экспорт сократились на 11,0 % г/г и 17,5 % г/г соответственно. По оперативным данным ЦДУ ТЭК, объем добычи в марте 2021 г. снизился по отношению к предыдущему году для всех категорий компаний: ВИНК, операторов СРП и прочих производителей. В мае ожидается увеличение добычи согласно установленному ОПЕК+ соглашению вопреки опасениям по поводу новых ограничительных мер, потенциально ослабляющих экономическую активность.

Таким образом, на фоне кризисных явлений в нефтедобывающей отрасли актуальным является поиск и разработка решений по модернизации и

оптимизации оборудования и коммуникаций нефтедобывающего комплекса. Одним из направлений в данном векторе развития является внедрение систем автоматизации.

Объект ВКР – кустовая площадка скважинной добычи нефти.

Предмет ВКР – автоматизация технологических процессов добычи нефти, реализуемых в технологической схеме кустовой площадки.

Цель ВКР – разработка решений по автоматизации производственных процессов кустовой площадки.

Задачи ВКР:

- анализ производственных процессов, реализуемых на базе кустовой площадки;

- формирование технологической схемы;

- разработка структурной и функциональной схем автоматизации кустовой площадки;

- разработка аппаратно-технологического оформления схем автоматизации.

1 Характеристика объекта автоматизации

1.1 Общая характеристика кустовых площадок

Технология кустовой добычи нефти предусматривает устройство кустовых площадок, общий вид которых представлен на рисунке 1 [9].



Рисунок 1 – Общий вид кустовой площадки скважинной добычи нефти

Кустовая площадка (куст) устраивается по результатам геологических изысканий, устанавливающих целесообразность проведения добычи для заданного участка нефтяного месторождения. Кусты формируют общую сетку разработки месторождения, соединяемых между собой системой коммуникаций промышленных нефтепроводов (пример на рисунке 2), осуществляющих транспорт добытой нефти на ДНС и далее – на технологические производства первичной и последующей (в т.ч. глубокой) переработки и подготовки нефти [6].

Основу аппаратно-технологического оформления процессов кустовой добычи нефти составляют нагнетательные и добывающие скважины, располагаемые вдоль площадки куста (рисунок 3). Площадка устраивается с наружным обвалованием во избежание распространения аварийных разливов

на близлежащие земли. К кусту, через обвалование устраивается переезд (рисунок 4) [8].

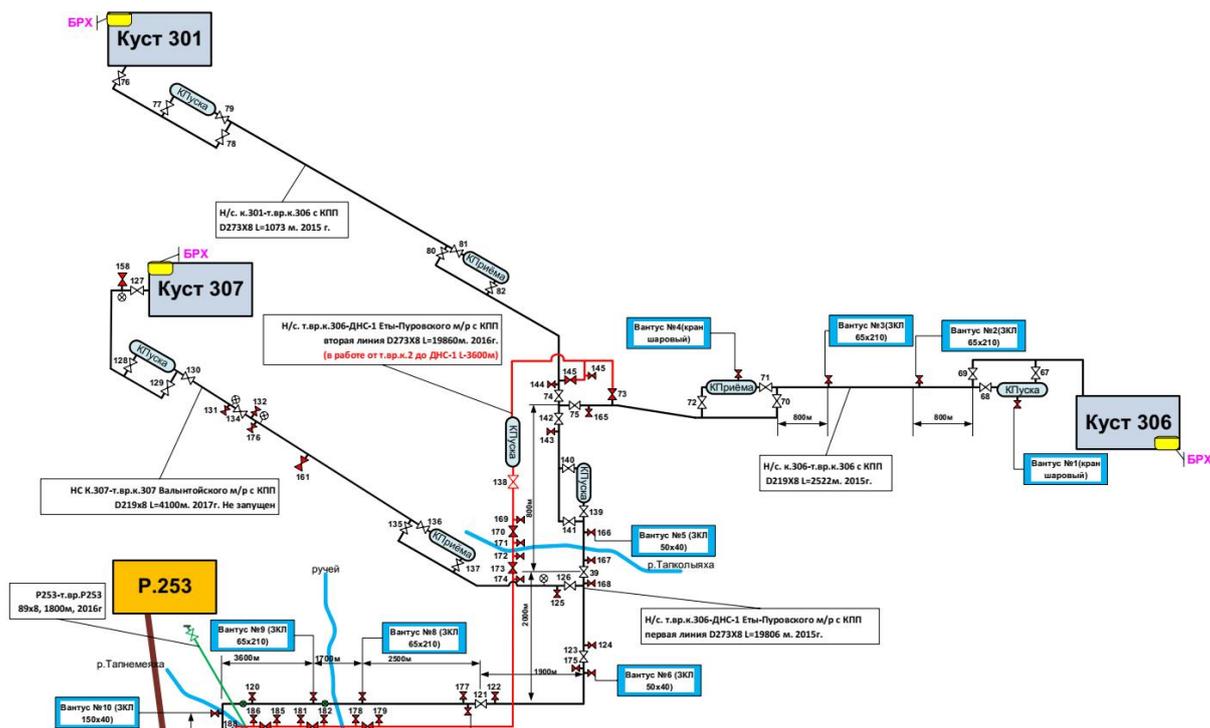


Рисунок 2 – Схема устройства и технологической обвязки кустового нефтесборного конгломерата

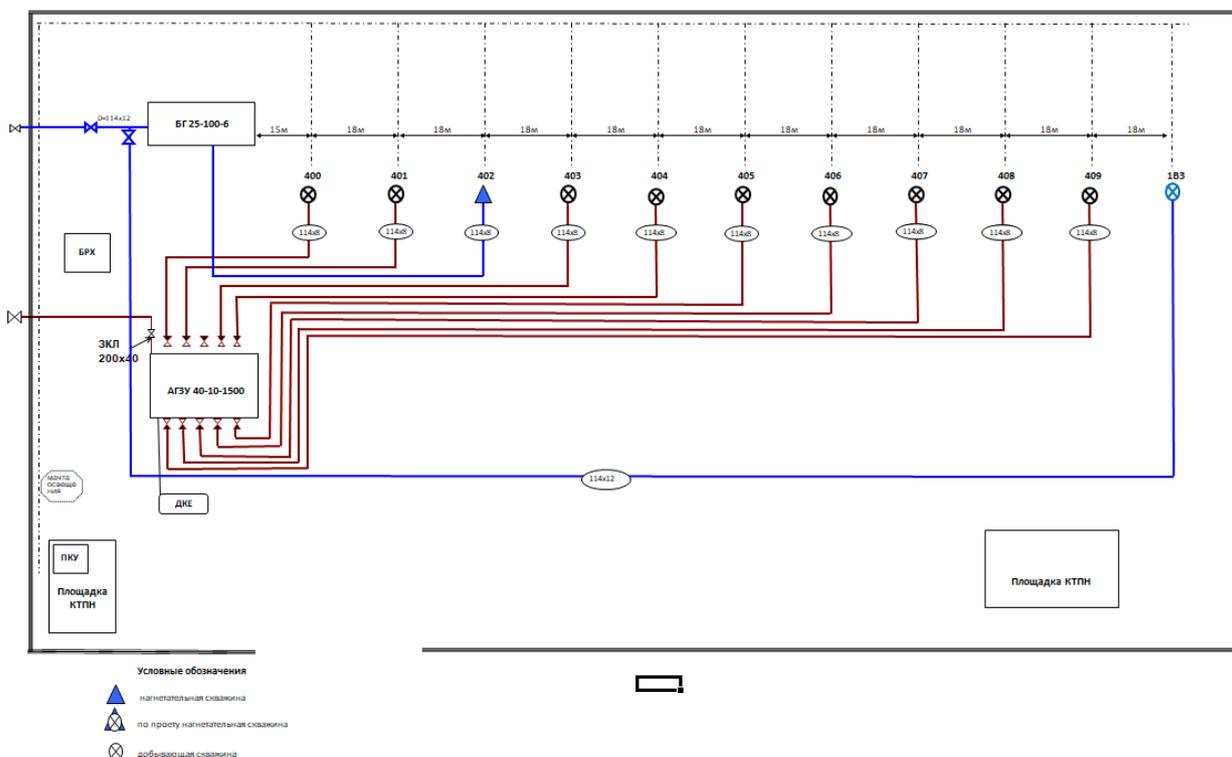


Рисунок 3 – Принципиальная технологическая планировочная схема кустовой площадки скважинной добычи нефти

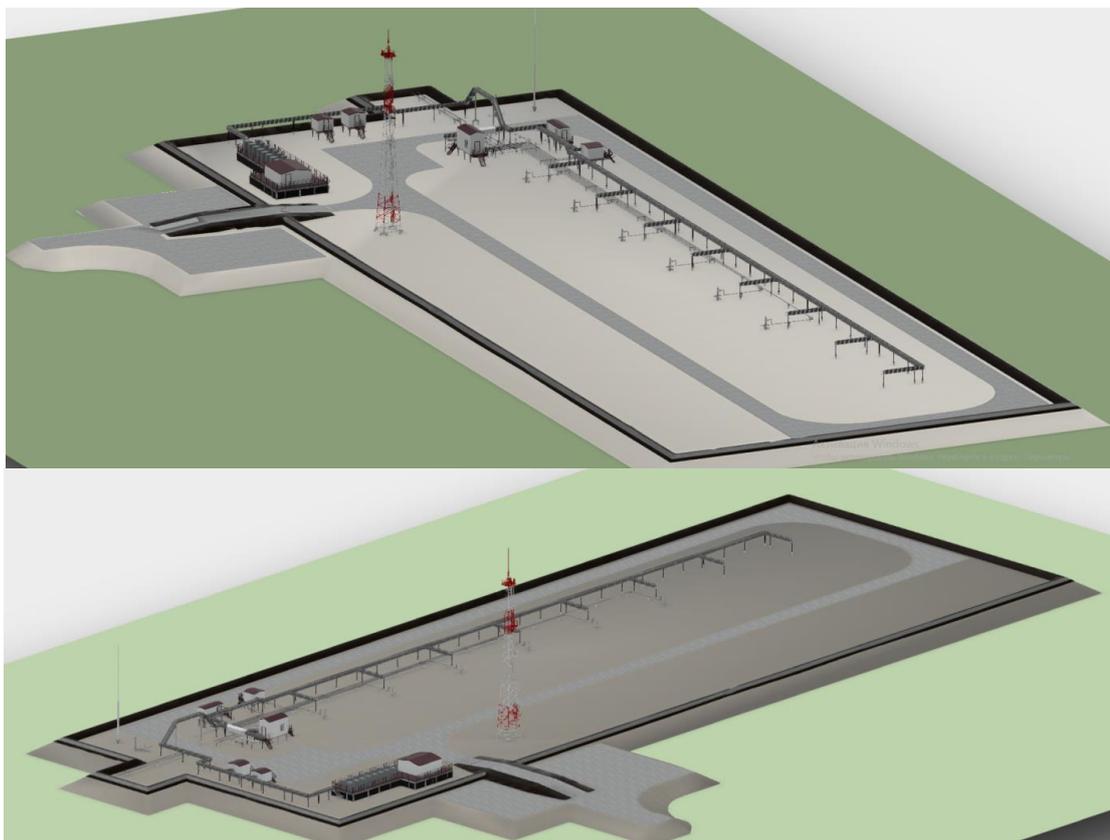


Рисунок 4 – Типовые объемно-пространственные решения кустовой площадки скважинной добычи нефти

Для организации коммутационной связи и устройства наружного освещения на территории кустовой площадки устраивается металлическая башня (рисунок 5) [5].

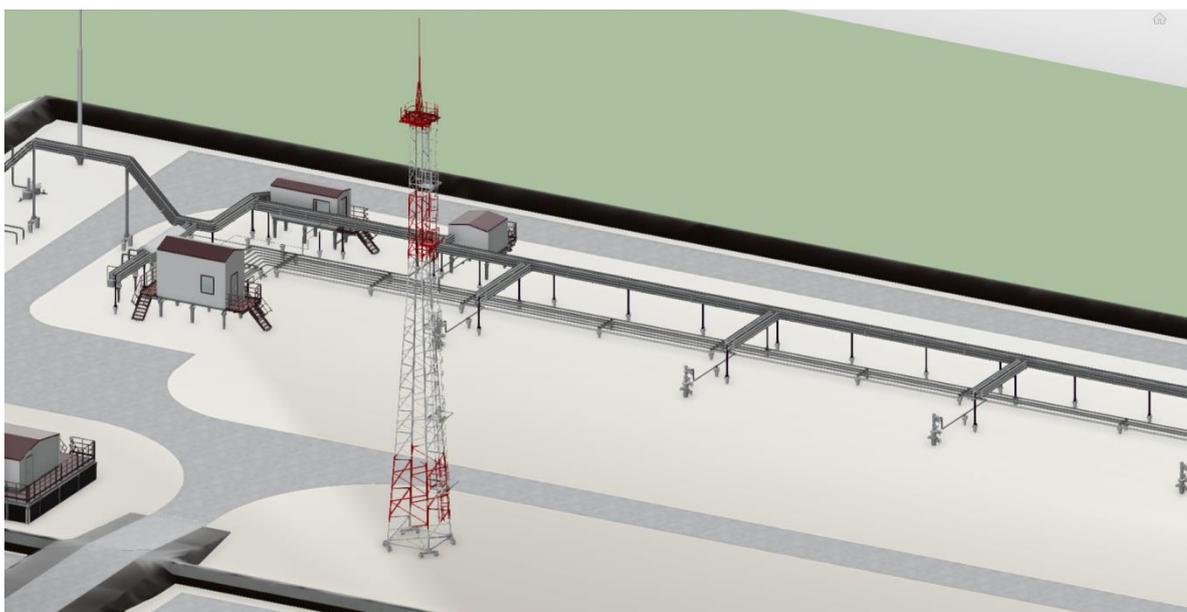


Рисунок 5 – Металлическая башня коммуникации и наружного освещения

Устья добывающих и нагнетательных скважин устраиваются в одном направлении от входа на территорию кустовой площадки (рисунок 6). Общий вид устьевого арматуры, предназначенной для управления и герметизации скважин, представлен на рисунке 7 [2].

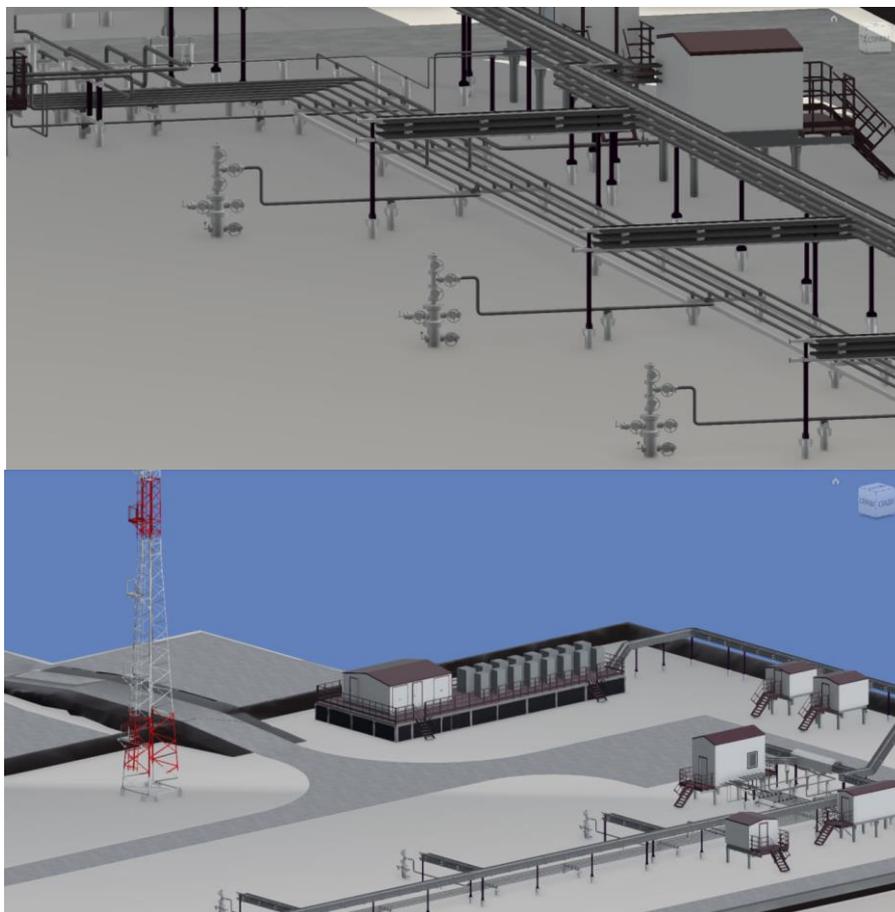


Рисунок 6 – Устройство скважин куста

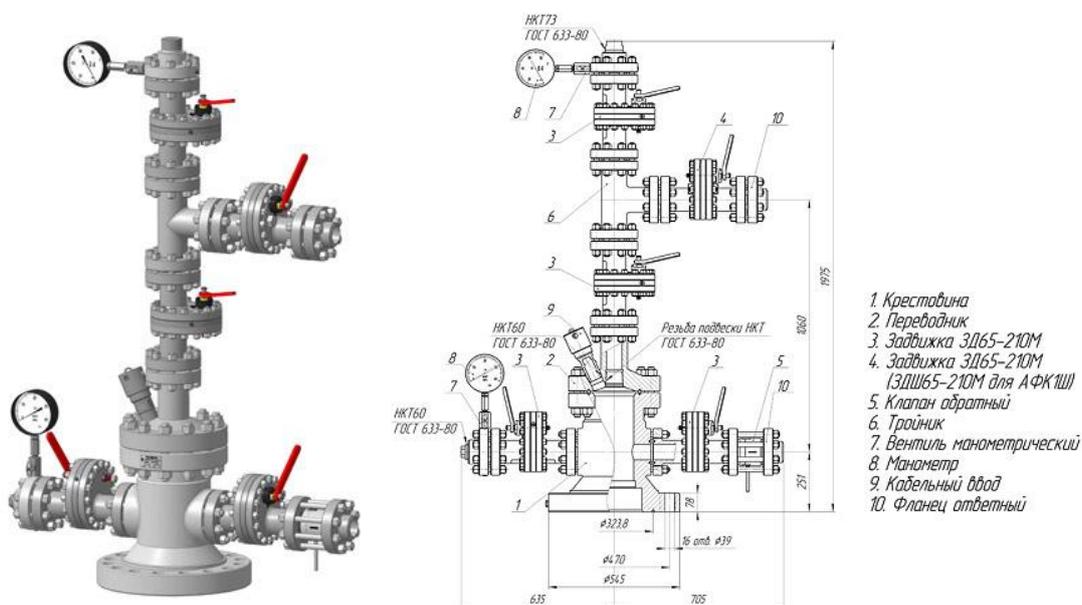


Рисунок 7 – Общий вид устьевого арматуры

От скважин трубопроводы по эстакадам (рисунок 8) направляются на автоматическую групповую замерную установку, где происходит разделение и измерения добытых углеводородов (рисунки 9, 10) [2].

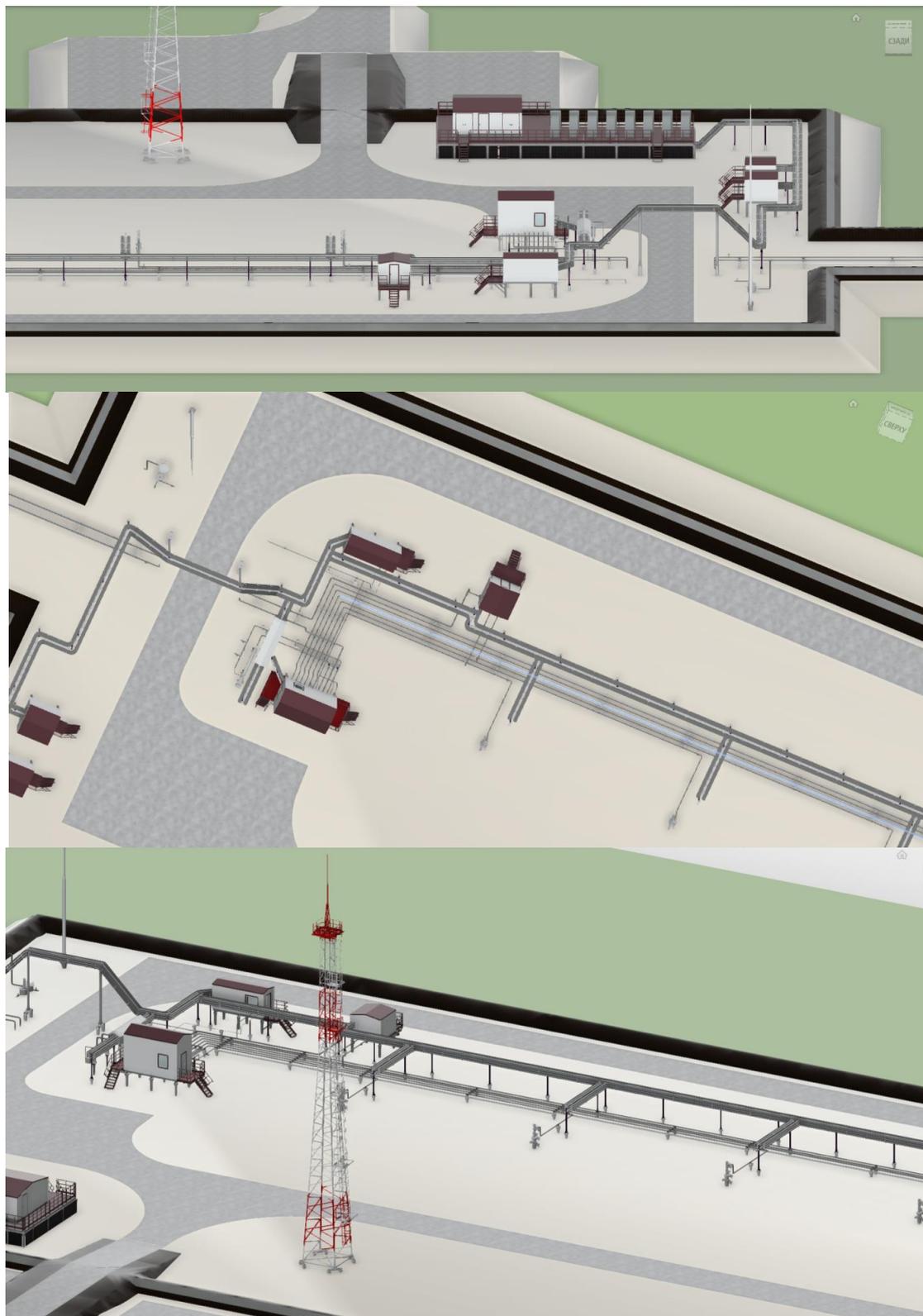


Рисунок 8 – Устройство коммуникаций и эстакад на территории кустовой площадки



Рисунок 9 – Наружное устройство подводящих коммуникаций к АГЗУ

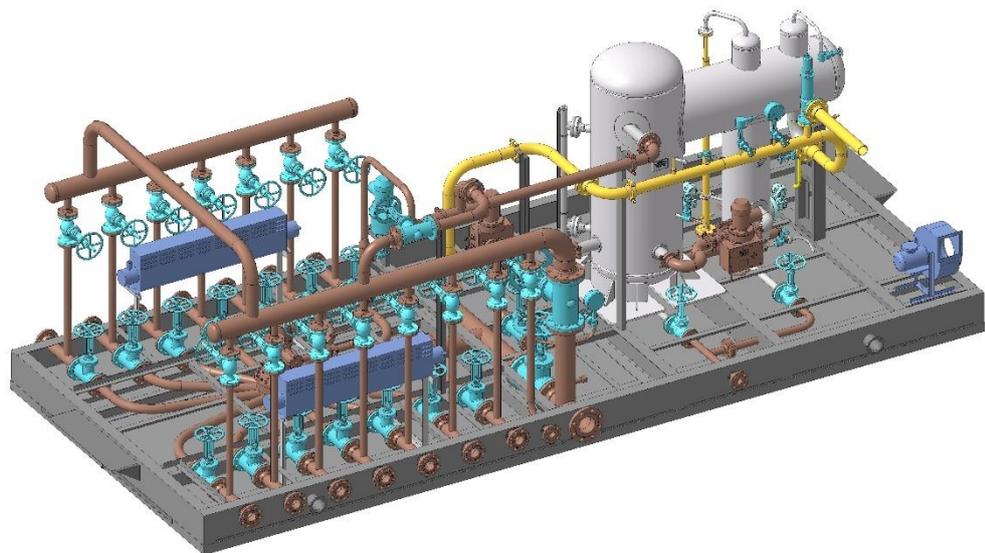
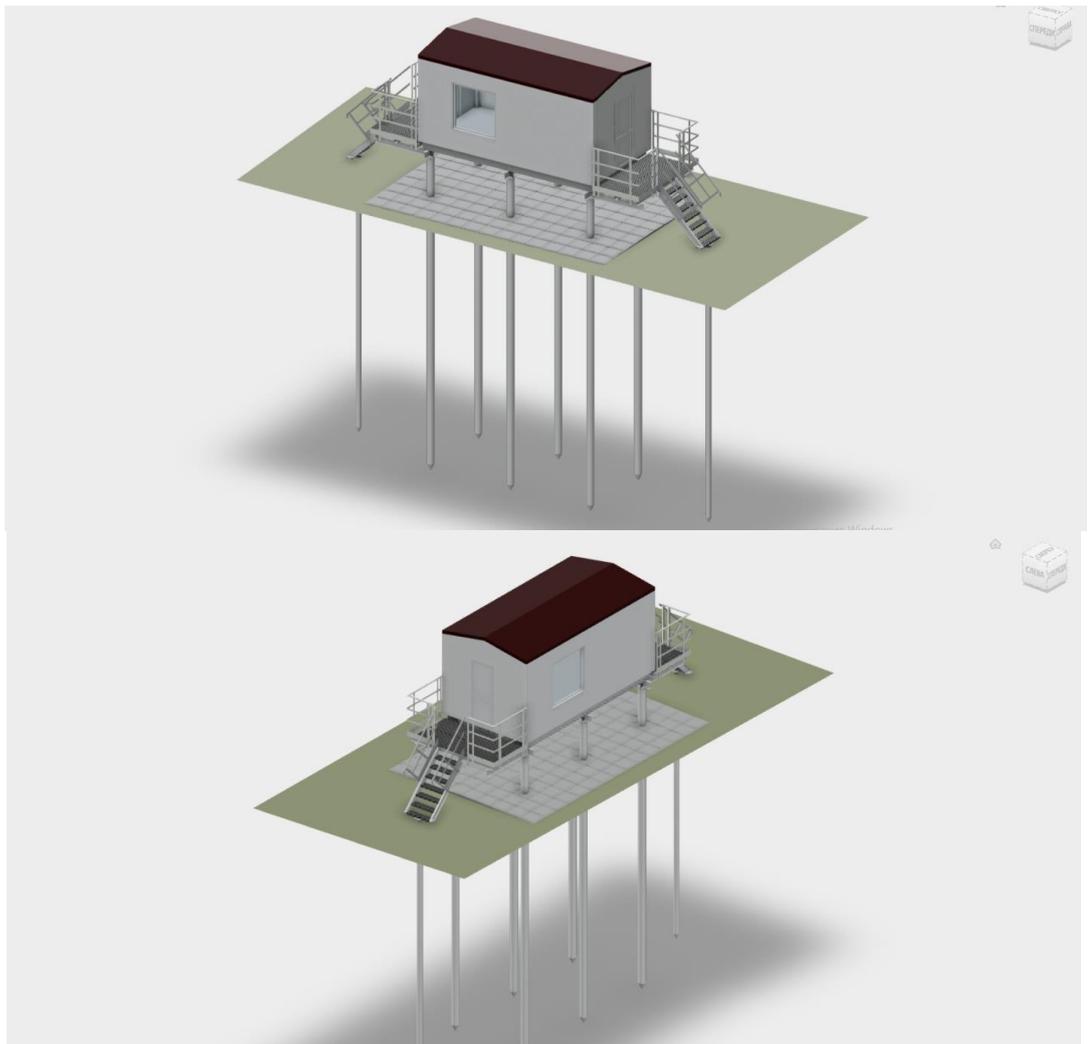


Рисунок 10 – Общий вид и внутреннее устройство АГЗУ

АГЗУ состоит из технологического блока и блока автоматики. В технологическом блоке установлено все функциональное оборудование:

сепарационная емкость, трубопроводы от скважин, многоходовой переключатель скважин/трехходовый шаровой кран с электрическим приводом, контрольно-измерительные приборы (массовые расходомеры, счетчики, сигнализаторы, датчики), запорная арматура, блок гидропривода и другие инженерные системы. В блоке автоматики устанавливается шкаф управления, посредством которого осуществляется автоматическое управление и сбор информации от первичных контрольно-измерительных приборов и передача ее на вышестоящий уровень системы АСУ.

Газожидкостная смесь подается из скважины к блоку переключения скважин, где происходит разделение скважинных потоков. Выбор измеряемой скважины может осуществляться в ручном или автоматическом режиме. Жидкость из измеряемой скважины проходит через замерную линию и затем в сепаратор (рисунок 11). Жидкости из остальных скважин подаются в выходной коллектор (рисунок 12) [6].

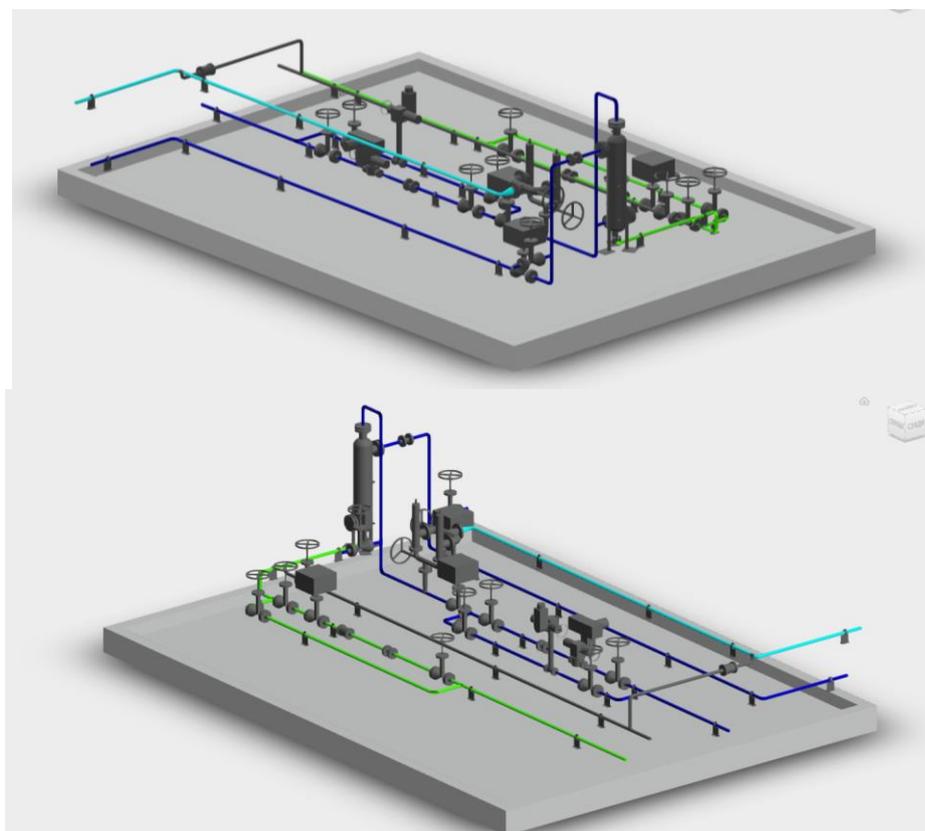


Рисунок 11 – Блок сепараторов



Рисунок 12 – Устройство выходного коллектора

Насосная группа (рисунок 13), группа теплообменников (рисунок 14) и КТПН (рисунок 15), располагаемые на территории куста и выполняющие технологические функции представлены ниже [3].

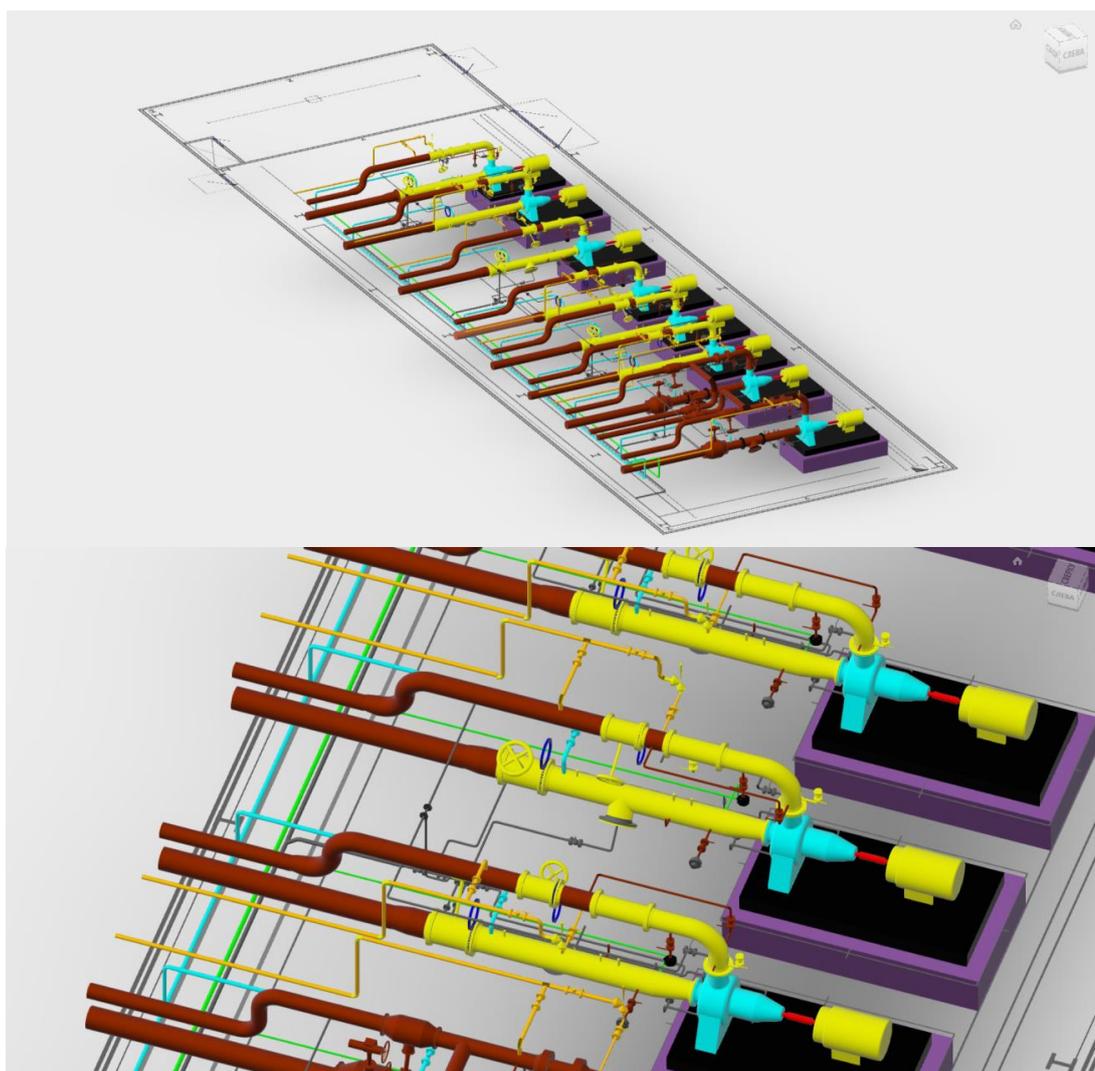


Рисунок 13 – Насосная группа кустовой площадки

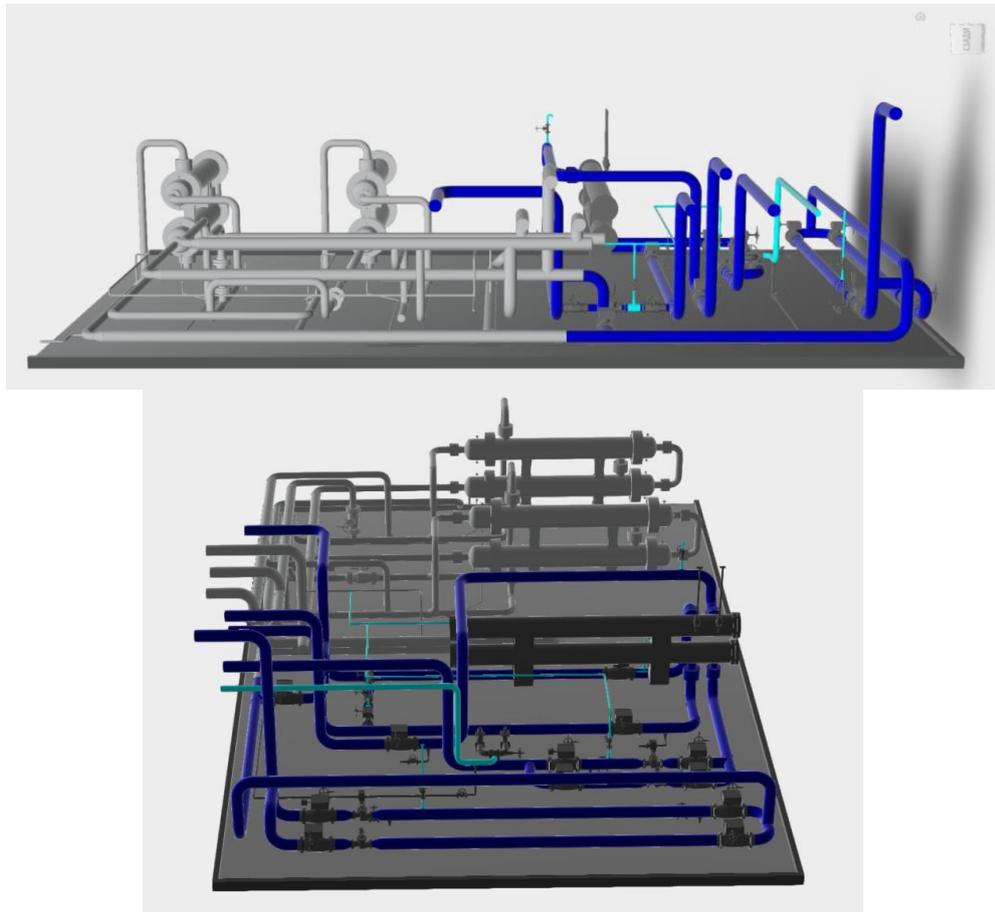


Рисунок 14 – Группа теплообменников кустовой площадки

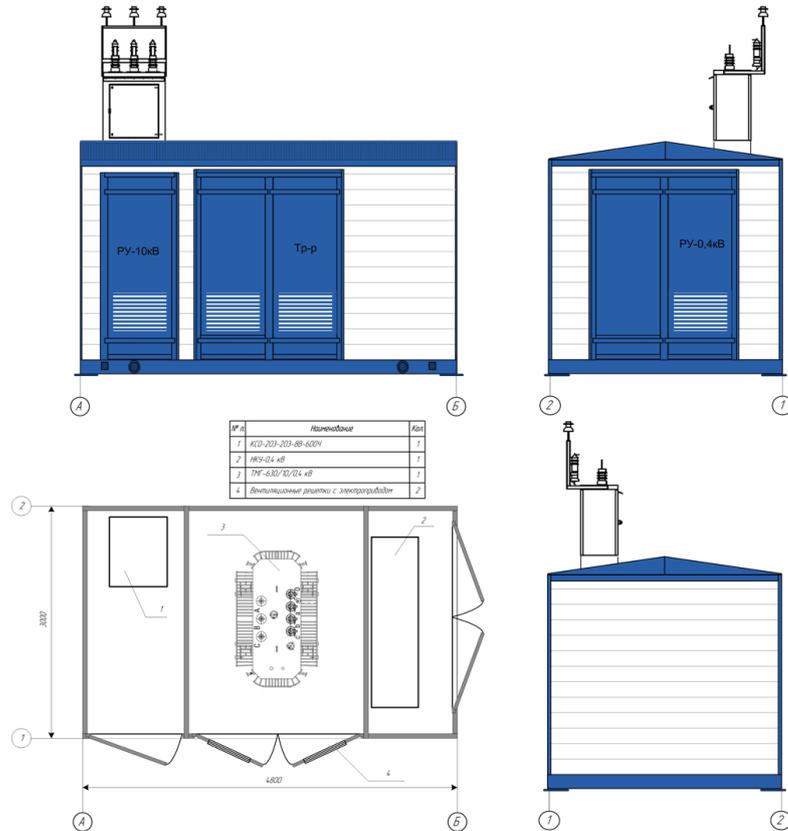


Рисунок 15 – КТПН кустовой площадки

Общая технолого-планировочная схема кустовой площадки представлена в Приложении А.

1.2 Технологическая схема кустовой площадки

Общая технологическая схема кустовой площадки представлена в Приложении Б [2].

Нефть из добывающих скважин поступает на замерные устройства АГЗУ, где происходит её измерение и сепарация на газовую и нефтяные фракции. Газовая фракция направляется в сепарационный блок, промысловая нефть – далее на ДНС. Для предотвращения коррозионных процессов в технологические коммуникации добавляют реагенты из БДР. Дренаж из ЗУ отводится в дренажные ёмкости.

1.3 Техническое задание на устройство системы автоматизации кустовой площадки скважинной добычи нефти

Согласно анализу публикаций [11], АСУ кустовой площадки предназначена для обеспечения обслуживающего персонала всей необходимой информацией для принятия решений по управлению технологическими процессами объектов и автоматического поддержания параметров системы в заданных технологическим регламентом пределах.

Назначение кустовой площадки скважинной добычи нефти [12]:

- централизованный оперативный и диспетчерский контроль параметров работы отдельных видов основного и вспомогательного оборудования, механизмов и агрегатов;
- предоставление эксплуатационному персоналу необходимой технологической информации, расчетных параметров и отчётов, в том числе на бумажных носителях;
- обеспечение информационного взаимодействия со смежными производственными объектами и системами управления.
- долгосрочное хранение и обработка производственной информации;

– предоставление пользователям служб операционного блока средств оперативного контроля параметров и хода технологического процессов, средств контроля работ на производственных объектах и деятельности персонала, а также предоставление возможности оперативно принимать решения при управлении процессами и персоналом;

– обеспечение достоверной информацией функциональных приложений, предназначенных для решения задач моделирования и оптимизации производственных процессов.

Устройство АСУ кустовой площадки скважинной добычи нефти [13] преследует следующие цели:

– обеспечение безопасной, надежной, эффективной и безаварийной эксплуатации оборудования;

– обеспечение устойчивого функционирования технологических процессов при рациональном оперативном удаленном управлении;

– обеспечение экологической безопасности окружающей среды;

– выявление предаварийных и аварийных ситуаций в оперативном режиме;

– обеспечение поддержки изменений технологических регламентов и задействованного в технологическом процессе оборудования;

– обеспечение высокого уровня культуры производства, обеспечение безопасных условий труда технологического персонала;

– оптимизация трудозатрат на техническое обслуживание и ремонт.

АСУ кустовой площадки скважинной добычи нефти [17] состоит из следующих блоков:

– система автоматизации (СА) замерной установки (ЗУ);

– система автоматизации (СА) скважины с электронасосным агрегатом;

– система автоматизации (СА) блока дозирования реагентов (БДР);

– система автоматизации (СА) блока гребёнки (БГ);

– система автоматизации (СА) аппаратного блока (АБ).

Структура системы контроля и управления должна быть разработана исходя из принятого уровня автоматизации, обеспечения безопасной эксплуатации проектируемого производства, принятой структуры генплана и возможностей применяемых технических средств системы управления, с учетом ранее принятых технических решений в существующей системе автоматизации.

Информационный обмен между компонентами АСУ кустовой площадки скважинной добычи нефти осуществляется [14]:

- между контроллерами РСУ и ЛСУ, блоками вторичной аппаратуры, вычислителями – через последовательный интерфейс (витая пара) стандарта RS-485 по протоколу Modbus RTU;

- управляющая сеть Ethernet «Е» – обеспечивает связь между контроллерами и панелями ввода-вывода внутри отдельных функциональных систем (РСУ, ПАЗ);

- сеть сбора информации Ethernet «D» – является сетью среднего уровня автоматизации АСУ. К этой сети подключены контроллеры и сервера ввода-вывода АСУ технологических подсистем.

- сеть оперативного управления (технологическая) Ethernet «С» – является сетью второго уровня автоматизации Системы и объединяет автоматизированные рабочие места операторов, сервера ввода-вывода.

При потере связи, в том числе на уровне контроллеров должна быть обеспечена буферизация данных (технология store & forward) во всех компонентах создаваемой и интегрируемой (действующей) систем АСУ. Буферизация на уровне контроллеров должна быть обеспечена непосредственно, без применения дополнительных шлюзов и других промежуточных устройств.

Технические средства РСУ должны располагаться в помещениях местных пунктов управления, в помещениях аппаратной и операторной. В случае установки РСУ в отдельно стоящем ПКУ необходимо дополнительно предусматривать панели визуализации и управления.

Отображение информации на экране дисплея должно обеспечивать получение для каждой зоны контроля и управления полной характеристики текущего состояния, архивных данных технологического процесса и оборудования в виде, наиболее удобном для восприятия в конкретной ситуации.

Размеры экрана должны быть не менее 24 дюйма по диагонали (разрешение Full HD 1920×1080). Фрагменты изображения не должны быть перенасыщены информацией и разнообразием цветовой гаммы.

АРМы предназначены для представления данных в реальном масштабе времени с помощью системы сбора данных и оперативного диспетчерского управления (SCADA) о ходе технологического процесса, визуализации процесса в виде мнемосхем, составление отчетов и графиков.

Для документирования хода технологического процесса выдачи журнала сообщений (пуск/останов, выбор режима, уставка, изменение параметра), распечатки изображений с дисплеев АРМов и т.д. должно предусматриваться использование основного принтера, и принтера аварийных сообщений [15].

Структура АСУ кустовой площадки скважинной добычи нефти должна состоять из следующих функциональных подсистем:

- РСУ – для контроля и управления технологическим процессом совместно с оперативным персоналом в режиме реального времени;

- СД КИП – для автоматизации работ по техническому обслуживанию и ремонту полевого КИП, а также являющейся полнофункциональным инструментом для конфигурирования, калибровки и диагностики устройств и обеспечивающей сокращение затрат на техническое обслуживание.

Иерархически АСУ кустовой площадки скважинной добычи нефти должна разрабатываться как трехуровневая распределенная система управления технологическим процессом, и должна состоять из следующих уровней [16]:

- 0-й – (полевой) уровень – уровень возникновения контрольной информации о работе оборудования. На этом уровне размещаются КИП и исполнительные устройства, управляемые воздействиями из 1-го уровня.

К 0-му уровню относятся:

- контрольно-измерительные приборы;
- исполнительные механизмы;
- средства световой и звуковой сигнализации.
- локальные системы автоматики.

На этом уровне осуществляется:

- получение контрольной информации, являющейся входной для 1-го уровня, о технологическом процессе и работе оборудования;
- непосредственное исполнение исполнительными механизмами по заданным алгоритмам сигналов, получаемых с выходов 1-го уровня

1-й (контроллерный) уровень – уровень сбора информации с полевых устройств, выдачи управляющих воздействий на исполнительные устройства и передачи/приема данных на 2-й уровень.

К 1-му уровню относятся [16]:

- контроллеры;
- модули ввода-вывода;
- интерфейсные модули (для связи по цифровым каналам).

На этом уровне осуществляется:

- сбор и обработка информации, поступающей от контрольно-измерительных приборов 0-го уровня;
- проверка целостности цепи на обрыв и короткое замыкание для аналоговых входных и выходных сигналов; при обнаружении неисправности в цепи должен генерироваться сигнал, информирующий оператора;
- управление и регулирование технологического процесса подачей управляющих сигналов на исполнительные механизмы 0-го уровня;
- включение защит, блокировок и светозвуковой сигнализации в случае выхода технологических параметров за допустимые пределы;
- расчетные (расчет времени наработки технологического оборудования, расчет (вычисление) объема жидкости в емкостях и резервуарах, расчет расхода газа или жидкости через приборы учета за единицу времени и прочее);

– обмен данными с 2-м уровнем автоматизации.

Шкаф телемеханики должен включать отдельный коммутатор Ethernet промышленного исполнения для сбора данных ИБП и контроллера для передачи на коммутатор связи.

2-й (системный) уровень – уровень доступа обслуживающего персонала объекта к технологической информации по работе объекта в целом так и отдельного оборудования в частности.

На этом уровне осуществляется:

– дистанционное управление технологическим оборудованием АСУ;

– сбор и архивирование данных:

о технологических параметрах;

о предупредительных и предаварийных ситуациях;

о техническом состоянии технологического оборудования;

о техническом состоянии каналов связи;

о действиях оператора.

– отображение на экране монитора в удобном для оператора виде всех необходимых данных для реализации контроля и управления технологического процесса;

– задание настроек и режимов работы отдельного оборудования и блочнопоставляемых технологических узлов;

– обмен информацией с внешними системами.

К 2-му уровню относится АРМ телемеханики – для контроля и управления технологическим процессом, который располагается в операторной кустовой площадке [16].

Система диагностики КИП предназначена для автоматизации работ по техническому обслуживанию и ремонту полевого КИП и ЗРА, а также являющаяся полнофункциональным инструментом для удаленного конфигурирования, калибровки и диагностики устройств и обеспечивающая сокращение затрат на техническое обслуживание.

С целью оперативного удаленного тестирования, диагностики и управления процессом технического обслуживания полевого оборудования (КИПиА, исполнительные механизмы и ЗРА) должна быть применена самостоятельная, но полностью интегрированная с РСУ и ПАЗ система диагностики полевого КИП.

Данная система подразумевает для связи с КИПиА использование, цифровых – Foundation Fieldbus, либо гибридных аналогово-цифровых протоколов типа 4-20мА+HART, в соответствии с требованиями НТД по условиям применения.

Передача диагностической информации на сервер должна осуществляться с использованием HART-мультиплексоров, FF-мультиплексоров или непосредственно с коммуникационных модулей ввода/вывода контроллеров (приоритетно), поддерживающих FF или HART-протокол по стандартной сети Ethernet. Все, применяемые в АСУ ТП модули аналогового ввода-вывода должны быть с поддержкой Hart-протокола. Система диагностики полевого КИП должна содержать набор универсальных инструментальных средств конфигурирования, настройки параметров, проверки, диагностики и обслуживания интеллектуальных приборов полевого уровня (датчиков и исполнительных устройств) и полевых компонентов (удаленных входов/выходов, мультиплексоров, регуляторов и т.д.). Все операции должны выполняться с использованием единого интерфейса.

СД КИП должна содержать набор универсальных инструментальных средств конфигурирования, настройки параметров, проверки, диагностики и обслуживания интеллектуальных приборов полевого уровня (датчиков и исполнительных устройств) и полевых компонентов (удаленных входов/выходов, мультиплексоров, регуляторов и т.д.). Все операции должны выполняться с использованием единого интерфейса. СД КИП должен обеспечивать поддержку широкого спектра информации приборов полевого уровня, описанных на языке EDD (Electronic Device Description – описание электронного прибора) и спецификациям DTM/FDT.

СД КИП должна реализовать следующие функции [12]:

- предупреждение и предотвращение аварий/отказов КИПиА;
- мониторинг состояния КИПиА;
- информационная поддержка решений по эксплуатации КИПиА и планированию технического обслуживания;
- обеспечить возможность настройки и калибровки КИПиА, подключаемых по протоколам HART и Foundation Fieldbus Все, применяемые в АСУ ТП модули аналогового ввода/вывода должны быть с поддержкой Hart-протокола, либо необходимо предусмотреть hart-мультиплексоры;
- хранение информации об изменении конфигурации КИПиА.

СД КИП должна обеспечить возможность [12]:

- считывать информацию о текущем состоянии прибора;
- считывать конфигурацию прибора;
- сохранять конфигурации приборов в централизованную базу данных;
- обеспечивать автоматизированную калибровку средств измерения;
- обеспечивать возможность контроля и аварийного восстановления управляющих программ контроллеров, панелей операторов;
- обеспечить аудит всех действий пользователей СД КИП;
- регистрацию изменений в настройках и режимах работы на уровне системы и отдельно взятого прибора (аудиторский след).

Функции управления системой [12]:

- однородное представление данных и однородное выполнение операций с приборами;
- автоматическое включение индикаторов, информирующих о необходимости выполнения профилактического обслуживания приборов;
- обнаружение расхождений между проектом и реально установленными приборами;
- увеличение надежности работы приборов за счет повышения эффективности их обслуживания;
- сокращение инвестиционных и эксплуатационных расходов.

СД КИП должна быть распределенной с возможностью организации необходимого количества АРМ-ов и лицензий для специалистов по обслуживанию КИП и возможностью последующего расширения. При этом база данных по всем контрольно-измерительным приборам и клапанам должна быть единой для всего предприятия. Доступ к БД должен осуществляться с любого АРМа.

Передача диагностической информации на сервер должна осуществляться через контроллеры «сквозным» образом по стандартной сети Ethernet.

СД КИП должна содержать набор универсальных инструментальных средств конфигурирования, настройки параметров, проверки, диагностики и обслуживания интеллектуальных приборов полевого уровня (датчиков и исполнительных устройств) и полевых компонентов (мультиплексоров, регуляторов и т.д.). Все операции должны выполняться с использованием единого интерфейса.

Для всех пользователей СД КИП должно быть предусмотрено разделение прав доступа с возможностью запрета записи параметров в полевые приборы. Все действия пользователей должны регистрироваться в журнале событий системы.

Контроллеры РСУ и магистрали данных, используемые РСУ не должны нести дополнительную нагрузку в связи с работой ПО СД КИП.

СД КИП должна обеспечивать опрос приборов КИПиА, подключенных к РСУ, не выключая их из работы и не нарушая ход технологического процесса.

Допускается к применению только лицензионное программное обеспечение.

Функционал системы мониторинга состояния КИП должен быть расширенным – максимально полным для предлагаемой программной платформы.

СД КИП должна обеспечить [13]:

– постоянный контроль параметров, отклонение которых от нормы может привести к аварии, остановке технологического цикла и/или значительной потере продуктивности;

– выдачу необходимых предупредительных сигналов в случае отклонений эксплуатационных параметров или параметров состояния оборудования от заданных пределов;

– увеличение надежности работы приборов за счет повышения эффективности их обслуживания;

– постоянный сбор, обработку и хранение информации, поступающей контролируемых объектов;

– отображение информации о состоянии технологических объектов, в том числе в масштабе реального времени;

– обнаружение расхождений между проектом и реально установленными приборами;

– контроль жизненного цикла приборов и формирование сообщений о необходимости их замены.

Информация о текущем состоянии оборудования должна выводиться на монитор в виде экспертного заключения о наличии возможных дефектов и их сути (закупорка сигнальной линии и т.д.);

– характеристика дефекта в параметрах вероятности и степени развития;

– автоматического включения индикаторов, информирующих о необходимости выполнения профилактического обслуживания приборов;

– отчетов о калибровке приборов;

– графического представления огибающих, графиков кривых, результатов диагностики и т.д.

На основании информации о степени развития дефекта/неисправности СД КИП должна выдавать рекомендации по необходимым действиям служб технического обслуживания и по необходимым срокам технического обслуживания.

Прием и передача информации с контроллерного на системный уровень АСУ кустовой площадки скважинной добычи нефти должна осуществляться по сети управления стандарта Ethernet с использованием радиосвязи. Подробная информация об организации каналов связи должна быть представлена в документации марки СС [11].

Обмен информацией между РСУ АСУ и СД КИП должен осуществляться по информационной сети общего пользования, аппаратно отделенной от сети управления аппаратным межсетевым экраном (FireWall).

Для организации рабочих мест специалистов на территории промысла должна использоваться технология удаленного доступа «Удаленный клиент» с выделением в качестве терминального сервера резервной «Операторской» рабочей станции [11].

Показатели работы смежных систем должны быть визуализированы в режиме реального времени, в частности для ЭЦН должны отображаться уставки, токи, загрузка, данные ТМС, замеры потребляемой электроэнергии, должен вестись журнал событий и т.д. Также должны отображаться частота управления насосом, должны регистрироваться изменение уставок, смена алгоритмов работы.

Интеграция АСУ кустовой площадки скважинной добычи нефти с данными смежными системами осуществляется с использованием цифрового интерфейса RS-485 протокол MODBUS-RTU.

Взаимодействие смежных ЛСУ с системой СД КИП должно осуществляться по сети общего пользования с использованием протокола Ethernet, аппаратно отделенной от сети управления РСУ специальным аппаратно реализованным межсетевым экраном (FireWall).

Функции автоматического регулирования, централизованного контроля текущих значений технологических параметров должны выполняться непрерывно. Остальные функции, включая наиболее ответственные функции технологических блокировок и контроля газовой обстановки должны выполняться в комбинированном режиме, сочетающем непрерывно

проводимые операции контроля состояния объекта и относительно редкие операции управления, выполняемые АСУ эпизодически (по вызову).

Для отдельных технологических установок, оснащенных локальными системами управления, должна быть предусмотрена возможность дистанционного режима управления.

АСУ (в целом) и её основные компоненты (подсистемы, комплексы средств) должны функционировать в обслуживаемом режиме, предусматривающем возможность экстренного обслуживания (например, замены отказавшего элемента) и минимально необходимый объём операций по плановому (штатному) эксплуатационному обслуживанию [11].

При появлении нештатных ситуаций (отключение внешнего питания, сбой в системах ввода-вывода и прочее) в АСУ должны быть реализованы алгоритмы управления, направленные на перевод оборудования в безопасное состояние.

Электротехнические устройства АСУ кустовой площадки скважинной добычи нефти относятся к электроприемникам особой группы I категории электроснабжения, не допускающей перерыва электропитания.

Допускается электропитание средств АСУ выполнять с использованием других категорий электроснабжения в случаях, если не нарушаются требования Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Системы электроснабжения технических средств АСУ по качеству электроэнергии должны соответствовать ГОСТ 32144-2013.

Для организации бесперебойного электропитания компонентов АСУ необходимо применять ИБП, требования к которым нижеследующие [17].

ИБП должен обеспечить защиту технических средств АСУ от следующих нарушений в системе электроснабжения:

- отклонений напряжения;
- колебаний напряжения;
- провала напряжения;

- несинусоидальности напряжения;
- несимметрии напряжения;
- отклонения частоты;
- электромагнитных помех (наводок);
- временного перенапряжения

Бесперебойное электропитание технических средств АСУ должно обеспечить их работу не менее двух часов после исчезновения напряжения сети (кроме принтеров).

ИБП могут быть подключены к отдельному техническому устройству, либо интегрированы в комплекс технических средств (например, в локальную вычислительную сеть) с применением специальных аппаратных и программных средств.

Для защиты одиночных технических средств (например, одиночных ПК) следует применять ИБП, подключаемые стандартным силовым кабелем к блоку питания защищаемого устройства.

При защите ИБП одиночного ПК либо рабочей станции, подключенной к ЛВС, реализация информационной связи ИБП с рабочими местами пользователей АСУ не обязательна, если для других пользователей не требуется информация о состоянии данного ИБП.

При групповом подключении нескольких ПК к одному ИБП, а также при наличии иерархических сетей с логическими связями «клиент-сервер», информация о состоянии ИБП должна поступать, прежде всего, на серверы (файловые, баз данных, приложений), а также на рабочие станции, логически зависящие от этих серверов. Все статусы работы ИБП должны отображаться на АРМ-оператора. Переход на питание от ИБП, продолжение работы от ИБП в случае восстановления питания, должны отображаться в виде алармов.

В электрических цепях систем измерения, регулирования, сигнализации, технологических защит и управления, в местах, где могут образовываться взрывоопасные смеси газов, нефтепродуктов или иных веществ, должны применяться модули искрозащиты.

Источники/регуляторы питания Fieldbus должны быть резервированы, работать с разделением нагрузки и иметь ограничения выходного тока.

Все оборудование PCU (модули защиты, блоки питания, контроллеры, сегментпротекторы, мультиплексоры) должно быть сертифицировано (одобрено) Fieldbus Foundation.

ИБП должен иметь тип: ИБП с двойным преобразованием энергии (тип – on-line) в соответствии с требованиями МЭК 62040-3.

ИБП должен отвечать нижеследующим или более строгим требованиям [17]:

- выходное напряжение – $220 \text{ В} \pm 10 \%$ переменного тока;
- выходная частота тока – $50 \pm 0,4$ Гц;
- искажение напряжения – 3 % от общего гармонического искажения при линейной нагрузке и 5 % при нелинейной нагрузке;
- крест-фактор нагрузки - 3:1;
- перегрузочная способность преобразователя – 120 % полной нагрузки в течение 1 секунды;
- реакция на переходные напряжения - максимум +/- 15 % при 100 % номинальной мощности ИБП;
- время восстановления переходного напряжения – в пределах 2 % от выходного напряжения в установившемся режиме в течение 100 мс;
- низкочастотный шум на расстоянии 1 метра – менее 52 дВА.
- ИБП должен отвечать требованиям электромагнитной совместимости.
- ИБП в части требований к цепям постоянного тока, электрической изоляции гальванически отделенных входных и выходных цепей всех устройств, входящих в его состав, а также этим цепям и корпусам конструкции должен соответствовать ГОСТ 27699-88.

ИБП должен обеспечить нормальную работу при следующих условиях (ГОСТ 27699-88) [17]:

- температурный диапазон рабочий: от 0 °С до 40 °С;
- влажность - не более 80 % при температуре 25 ± 5 °С;

– в воздухе не должно быть токопроводящей пыли и химически активных веществ;

– синусоидальная вибрация – 20...25 Гц;

– атмосферное давление – 630...800 мм рт. ст.

– требования к хранению – по ГОСТ 27699-88.

– для ИБП должна быть предусмотрена:

– индикация нагрузки, мощности, напряжения;

– индикация разрядки аккумулятора;

– индикация перегрузки;

– предупредительная сигнализация о необходимости замены аккумулятора;

– визуальная и звуковая сигнализация нештатного состояния.

Зарядное устройство ИБП должно включаться автоматически при восстановлении подачи питания от системы электроснабжения (если имело место его отключение) и полностью зарядить аккумулятор в течение 8 часов [17].

Для обеспечения надежности АСУ кустовой площадки скважинной добычи нефти необходимо предусмотреть следующие меры:

– применение функции диагностики состояния СИСТЕМЫ и ее компонентов;

– используемые элементная и конструктивная базы должны позволять обходиться без применения принудительной вентиляции;

– технические средства должны обладать высокой помехозащищенностью по отношению к различным внешним воздействиям;

– сбои в аппаратуре более высокого уровня не должны нарушать работоспособность аппаратуры нижних уровней;

– для обеспечения надежности хранения данных должно выполняться планируемое периодическое резервное копирование ответственных данных (конфигурация, настройки, архивы, отчеты и т.п.) на устройства резервного копирования;

– технические характеристики СИСТЕМЫ должны обеспечивать взаимозаменяемость одноименных технических средств без каких-либо изменений и регулировки в остальных устройствах;

– сбои в работе КТС СИСТЕМЫ не должны приводить к выдаче ложных сигналов управления.

АСУ кустовой площадки скважинной добычи нефти должна разрабатываться в соответствии с действующими Нормами и Правилами проектирования.

АСУ должна разрабатываться с учетом требований безопасности, определенных в «Федеральных нормах и правилах в области промышленной безопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» от 11.03.2013 г.

Технические средства АСУ должны соответствовать требованиям ПУЭ, а также требованиям по безопасности средств вычислительной техники согласно ГОСТ 25861-83.

Все внешние элементы технических средств АСУ, находящиеся под напряжением, должны иметь защиту от случайного прикосновения человека, а сами технические средства должны быть заземлены в соответствии с требованиями ПУЭ и ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ.

2 Разработка систем автоматизации кустовой площадки скважинной добычи нефти

2.1 Система автоматизации замерной установки

В соответствии с ТЗ на АСУ кустовой площадки скважинной добычи нефти (КП СДН) выполняется многоуровневой (рисунок 16).

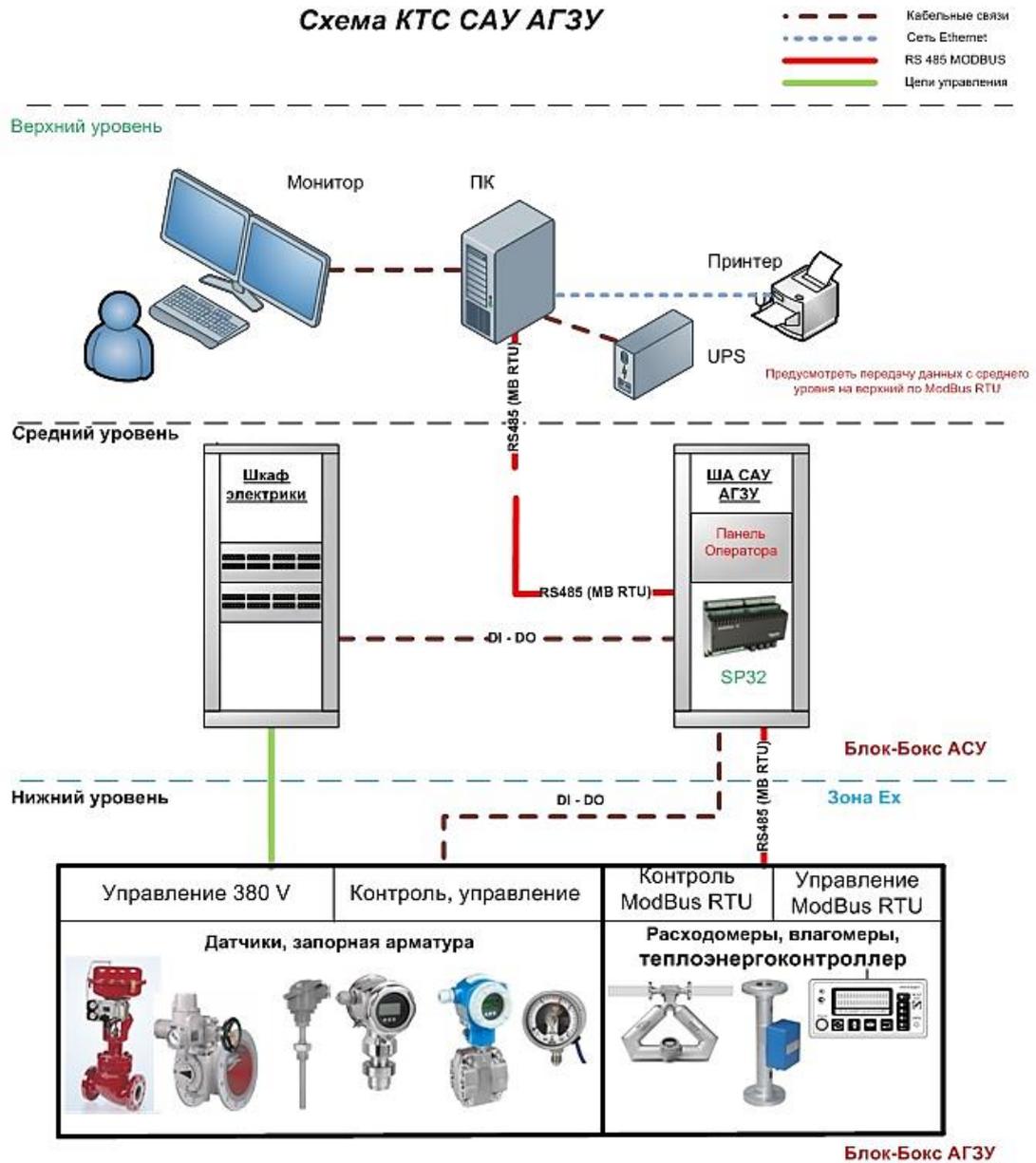
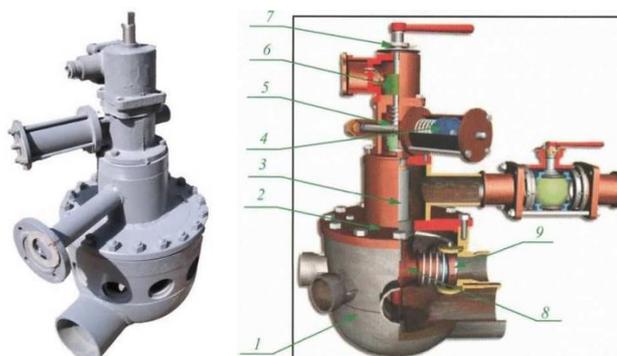


Рисунок 16 – Структурная схема СА ЗУ АСУ КП СДН

Аналогичные требования к структуре и функциональной схеме предъявляются и к СА ЗУ, которая представлена Приложении В [18].

Нефть со скважин поступает на переключатель скважин (ПСМ, рисунок 17), из которого на сепарационный блок, где происходит разделение добываемой скважины на нефтяную и газовую фракции. Очищенная нефть поступает далее в систему промысловых трубопроводов (рисунок 18) [18].



1 – патрубки; 2 – крышки с измерительным патрубком; 3 – вал; 4 – поршневой привод; 5 – зубчатая рейка; 6 – датчик положения; 7 – указатель положения; 8 – угольник; 9 – каретка подвижная

Рисунок 17 – Общий вид ПСМ

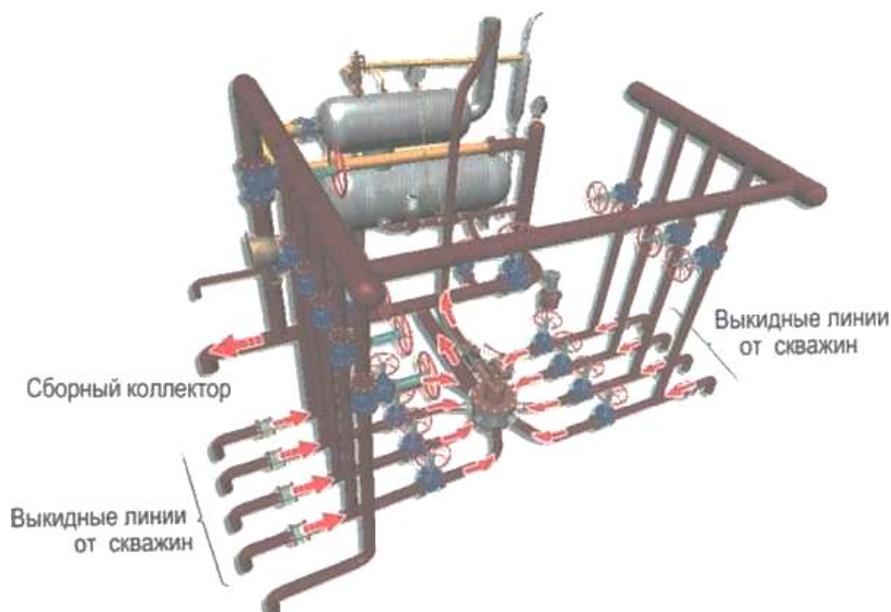


Рисунок 17 – Принципиальная схема технологических потоков ЗУ АГЗУ

Структурная схема ЗУ АГЗУ представлена на рисунке 20 [18].

Функции СА ЗУ АСУ КП СДН:

- сигнализация: положение ПСМ, низкое давление вых., низкая температура в блоке, несанкционированный вход;
- измерение: давление вых., расход нефти, расход газа;

– управление ПСМ.

Аппаратное оформление полевого уровня СА ЗУ АСУ КП СДН (согласно функциональной схеме на рисунке 18) [4,7]:

– датчик дифференциального давления (уровня) поз. В.1, В. 2 модель «FISHER-ROSEMOUNT» 1151LT-4-S-C0-T-22-A-E8-Q4 исп. взрывонепрониц. оболочка, 4-20 мА, 0...16 кПа;

– преобразователь измерительный Сапфир поз. В3 РНБЮ 406233.021 ТУ 22МТ-Вн(d)-2161-11-УХЛ-О,25-4МПа-42;

– термопреобразователь взрывозащищённый ТСМУ поз. В4, В5 9418-01.33-01, рис.4, гр 100м (0-100°С), сталь 12х18Н10Т 4,0 мПа 4-20 мА L=80 мм;

– датчик сигнализатора загазованности СТМ30-01Дб-УХЛ1 поз. В 7;

– манометр сигнализирующий ДМ2005 0...6МПа 1.5 поз. В 8 ТУ25-32004-90;

– датчик реле температуры Т21ВМ-1-03-1-2 поз. ВК2;

– выключатель путевой ВПВ-1А 11ХЛ1 ТУ16-91 ИМШБ.642236.003ТУ поз. SQ5, SQ6;

– датчик давления взрывозащищённый Метран-55-Вн-ДИ поз. Р1 2111;

– датчик реле температуры Т21ВМ-1-02-1-2, поз. ТА 1111.

Аппаратное оформление первого уровня – контроллер RTU-188.

Контроллер RTU-188 связан с АРМ оператора КП СДН.

2.2 Система автоматизации скважины

Функциональная схема СА скважины КП СДН [19] представлена в Приложении Г.

Функциональная схема СА скважины КП СДН выполняет функции сигнализации, измерения и управления работой скважин. В Приложении Г приводится типовая схема автоматизации, выполняемая аналогичным образом для других добывающих и нагнетательных скважин.

На устьевой арматуре устанавливается КИП полевого уровня:

– манометр, сигнализирующий ДМ 2005 Сг1 поз. PISA 2013;

– манометр, показывающий МП4-У поз. PI 20011, PI 20012.

Аппаратное оформление первого уровня – контроллер Электрон–04 (ЦТКД.012.12), функционирующий по стандарту RS-485, функционально связанный с ТК-84.М1 [19].

2.3 Система автоматизации блока дозирования реагентов

Функциональная схема СА БДР КП СДН представлена в Приложении Д.

СА БДР КП СДН предназначена для выполнения следующих функций:

– технологического управления приводом подающего насоса по задатчику уровня в реакгентной ёмкости;

– технологическое управление насосами-дозаторами;

– технологическое управление схемой обогрева реакгентной ёмкости;

– технологическое управление системами безопасности в блоке БДР: вентиляцией (по задатчику уровня загазованности), и системой обогрева помещения, сигнализация несанкционированного доступа.

Аппаратное оформление КИП полевого уровня [4,7]:

– термопреобразователь сопротивления ТСМУ 9418 поз. TISA B2;

– термопреобразователь сопротивления Метран-254 поз. TS BK1, TS BK2;

– манометр, показывающий сигнализирующий взрывозащищенный ДМ2005Cr1 поз. PISA SP1, PISA SP2;

– датчик давления МИДА-ДИ поз. PIS SP3, PIS SP4;

– сигнализатор уровня СУ-2 поз. LS SL1;

– датчик уровня ПМП-062 поз. LISA B1;

– датчик сигнализатора загазованности СТМ-10 поз. QSA B14;

– выключатель путевой взрывозащищенный ВПВ-1А поз. GA S1;

– извещатель охранный ИО-102-20 поз. GA S2.

Аппаратное оформление первого уровня – контроллер ТК-84.М1.

2.4 Система автоматизации блока гребёнки

Функциональная схема СА БГ КП СДН представлена в Приложении Е. БГ предназначен для контроля технологических процессов закачки подпорной воды в пласт посредством нагнетательных скважин КП СДН.

СА БГ КП СДН предназначена для выполнения следующих функций [4,7]:

– контроль технологических параметров закачки подпорной воды: расход и давление;

– контроль параметров безопасности: температура внутри блока, сигнализация несанкционированного доступа.

Аппаратное оформление КИП полевого уровня [4,7]:

– датчик-реле температуры взрывобезопасный Т21ВМ поз. TS 1411;

– манометр показывающий поз. PI 2412...PI 2416;

– датчик расхода ДРС поз. FQI 3411...FQI 3414;

– выключатель путевой взрывозащищенный ВПВ-1А поз. GA 5411;

– датчик давления взрывозащищенный Метран-55-Вн-ДИ поз. PIA 2411.

Аппаратное оформление первого уровня – контроллер ТК-84.M1.

2.5 Система автоматизации аппаратного блока

Функциональная схема СА АБ КП СДН представлена в Приложении Ж.

АБ представляет собой закрытое блочное помещение, в котором установлено основное технологическое оборудование.

Для контроля работы АБ, данный объект обеспечен автоматикой безопасности: контроль параметров микроклимата и сигнализацией несанкционированного доступа.

Аппаратное оформление КИП полевого уровня [10]:

– датчик-реле температуры ДТКБ-53 поз. ТА 1112;

– датчик-реле температуры ДТКБ-53 поз. ВК1;

– извещатель охранный ИО-102-20 поз. SQ1.

Аппаратное оформление первого уровня – контроллер СТМ-ZKM.

2.6 Общие решения по устройству АСУ кустовой площадки скважинной добычи нефти

Комплекс технических средств АСУ КП СДН 1 и 2-го уровней должен быть достаточен для реализации определенных данным Техническим заданием функций, и включать в себя [18]:

- контроллеры системы управления, системы распределенного ввода/вывода кустов скважин;
- контроллеры системы управления, системы распределенного ввода/вывода внутрипромысловых трубопроводов;
- многофункциональные операторские и инженерные станции;
- средства и оборудование для архивирования данных;
- сетевое оборудование;
- средства метрологической поверки оборудования.

Источники вторичного электропитания постоянного напряжения предусмотреть импульсного типа. Питание оборудования комплекса АСУ КП СДН и полевого оборудования (КИП) произвести через предохранители, установленные в специализированные клеммные соединители. Номинал и количество источников питания полевого оборудования определить исходя из требований [19]:

- питание внешних (по отношению к комплексу АСУ КП СДН) гальванически неизолированных цепей произвести отдельными источниками питания;
- при передаче большой мощности на протяженных линиях (например, для питания газоанализаторов и постов сигнализации) учесть падение напряжения на кабельной линии, применить источники питания с регулированием уровня выходного напряжения;
- предусмотреть запас по мощности каждого источника 20 %.

Устройства управления ИМ (модули вывода сигналов) должны обеспечивать гальваническую развязку электрических цепей и необходимый уровень взрывозащиты.

Каждый проектируемый ПТК, входящий в состав комплекса АСУ КП СДН, должен допускать возможность наращивания, модернизации и развития системы.

Технические средства 1-го уровня должны располагаться в электротехнических шкафах совместно с элементами автоматики и электропитания, реализующими их функции.

Шкафы должны представлять собой законченные изделия с выполненным внутренним монтажом, готовыми для подключения внешних кабелей.

Подвод кабелей должен осуществляться снизу.

Конструкцией шкафов станций и панелей управления должны быть предусмотрены [20]:

- контроль несанкционированного открытия дверей;
- автоматическое управление вентиляцией и освещением в шкафу.

Для подключения оборудования полевого уровня, размещенного во взрывоопасных зонах и имеющего взрывозащиту вида «искробезопасная электрическая цепь», должны использоваться искробезопасные повторители и преобразователи активного типа с гальванической развязкой между входом, выходом и цепями питания.

Барьеры аналоговых сигналов 4-20 мА должны поддерживать HART-протокол.

Для активных аналоговых входных и выходных сигналов, гальваническая изоляция которых не обеспечена искробезопасными повторителями или вторичными приборами, использовать в составе ПЛК изолированные модули с межканальной изоляцией.

Входные сигналы, относящиеся к одному технологическому параметру, контролируемому несколькими датчиками, подключить, по возможности, к

разным, но не менее чем к двум модулям ввода, которые следует разместить в разных корзинах.

Обеспечить возможность «горячей» замены контроллеров, интерфейсных модулей и модулей ввода-вывода без отключения АСУ КП СДН.

По каждому типу сигнала ввода-вывода должен быть предусмотрен скоммутированный резерв (включая каналы модулей ввода-вывода, реле, барьеры искрозащиты, клеммники, проводку и т.п.) не менее 20 %.

0 уровень автоматизации предусматривает выдачу сигналов 4...20 мА+HART, в связи с этим модули ПЛК должны поддерживать HART-протокол для организации информационного обмена с датчиками, имеющими выходной сигнал 4...20 мА+HART.

Блоки питания 24 В постоянного тока для полевого оборудования КИПиА должны быть предусмотрены в составе соответствующих систем АСУ КП СДН.

Блоки питания оборудования на 24В постоянного тока должны дублироваться. При этом [22]:

- блоки питания контроллеров, интерфейсных модулей и модулей ввода-вывода не должны использоваться для питания другого оборудования;

- блоки питания барьеров искрозащиты не должны использоваться для питания другого оборудования;

- блоки питания цепей сигналов ввода-вывода не должны использоваться для питания другого оборудования.

В шкафах предусмотреть следующий резерв пустого пространства для установки [20]:

- модулей ввода-вывода - не менее 10 %;

- клеммников - не менее 10 %;

- реле - не менее 10 %;

- барьеров искрозащиты - не менее 10 %;

- автоматических выключателей - не менее 10 %.

Технические средства 2-го уровня автоматизации должны обеспечивать следующие возможности [21]:

– технические средства 2-го уровня автоматизации должны иметь возможность расширения лицензионных ключей для специализированного ПО для проектируемых объектов;

– АСУ КП СДН проектируемых объектов должна поддерживать клиент-серверную технологию ОРС.

На все поставляемое измерительное оборудование должны быть представлены Сертификаты об утверждении типа средств измерений и Методики поверки и калибровки.

Все метрологические характеристики компонентов должны быть приведены поставщиком в документации на технические и программные средства.

Должна быть проведена метрологическая экспертиза, специализированной организацией, технической документации на Систему в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.596-2002.

2.7 Алгоритм работы контроллера ТК-84.М1

В основе работы любого контроллера лежит алгоритм. Под алгоритмом принято понимать набор предписаний, определяющий содержание и последовательность выполнения операций для решения определенной задачи в виде пошаговой процедуры. Составим алгоритм работы контроллера исходя из его функционального назначения. Контроллер осуществляет сбор данных с датчиков и средств управления с емкости Е-2 о протекании технологического процесса. Собранные данные представлены аналоговыми сигналами и нуждаются в аналого-цифровом преобразовании (далее – АЦП). Затем осуществляется передача данных на верхний уровень: диспетчерский пункт и автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) оператора. Помимо этого, данные должны записываться в оперативное запоминающее устройство (далее

– ОЗУ) контроллера в случае нештатных ситуаций. Алгоритм работы контроллера ТК-84.M1 представлен на рисунке 19.

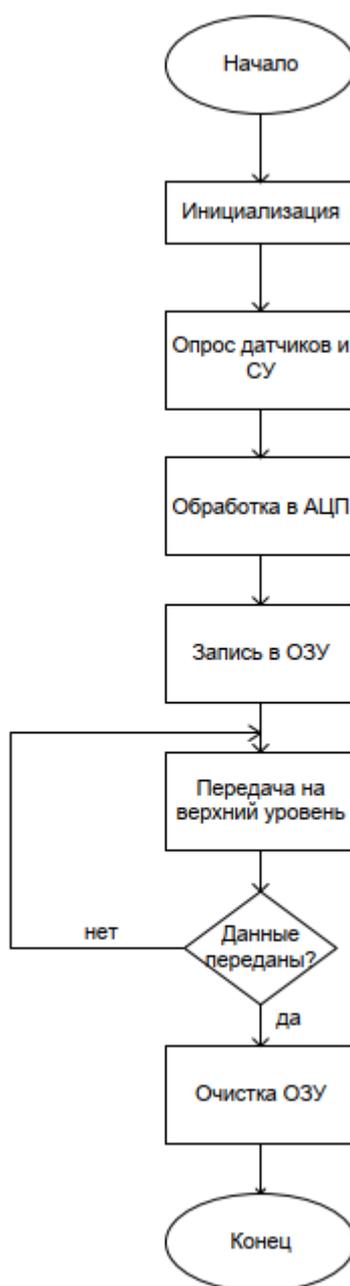


Рисунок 19 – Алгоритм работы контроллера

3 Решения по внедрению система автоматизации кустовой площадки скважинной добычи нефти

3.1 Схема внешних проводок на полевом уровне системы автоматизации

Для организации коммутации внешних проводок на полевом уровне АСУ КП СДН необходимо предусмотреть следующие решения [22]:

- источники вторичного электропитания постоянного напряжения предусмотреть импульсного типа. Питание оборудования комплекса АСУ КП СДН и полевого оборудования (КИП) произвести через предохранители, установленные в специализированные клеммные соединители. Номинал и количество источников питания полевого оборудования определить исходя из требований: питание внешних (по отношению к комплексу АСУ КП СДН) гальванически неизолированных цепей произвести отдельными источниками питания; при передаче большой мощности на протяженных линиях (например, для питания газоанализаторов и постов сигнализации) учесть падение напряжения на кабельной линии, применить источники питания с регулированием уровня выходного напряжения; предусмотреть запас по мощности каждого источника 20 %.

- устройства управления ИМ (модули вывода сигналов) должны обеспечивать гальваническую развязку электрических цепей и необходимый уровень взрывозащиты.

- каждый проектируемый ПТК, входящий в состав комплекса АСУ КП СДН, должен допускать возможность наращивания, модернизации и развития системы.

- технические средства 1-го уровня должны располагаться в электротехнических шкафах совместно с элементами автоматики и электропитания, реализующими их функции [23].

- шкафы должны представлять собой законченные изделия с выполненным внутренним монтажом, готовыми для подключения внешних

кабелей. Подвод кабелей должен осуществляться снизу. Конструкцией шкафов станций и панелей управления должны быть предусмотрены: контроль несанкционированного открытия дверей, автоматическое управление вентиляцией и освещением в шкафу.

– для подключения оборудования полевого уровня, размещенного во взрывоопасных зонах и имеющего взрывозащиту вида «искробезопасная электрическая цепь», должны использоваться искробезопасные повторители и преобразователи активного типа с гальванической развязкой между входом, выходом и цепями питания.

– барьеры аналоговых сигналов 4-20 мА должны поддерживать HART-протокол.

– для активных аналоговых входных и выходных сигналов, гальваническая изоляция которых не обеспечена искробезопасными повторителями или вторичными приборами, использовать в составе ПЛК изолированные модули с межканальной изоляцией.

– входные сигналы, относящиеся к одному технологическому параметру, контролируемому несколькими датчиками, подключить, по возможности, к разным, но не менее чем к двум модулям ввода, которые следует разместить в разных корзинах.

– обеспечить возможность «горячей» замены контроллеров, интерфейсных модулей и модулей ввода-вывода без отключения СИСТЕМЫ.

– по каждому типу сигнала ввода-вывода должен быть предусмотрен скоммутированный резерв (включая каналы модулей ввода-вывода, реле, барьеры искрозащиты, клеммники, проводку и т.п.) не менее 20 % [23].

– 0 уровень автоматизации предусматривает выдачу сигналов 4...20 мА+HART, в связи с этим модули ПЛК должны поддерживать HART-протокол для организации информационного обмена с датчиками, имеющими выходной сигнал 4...20 мА+HART.

– блоки питания 24 В постоянного тока для полевого оборудования КИПиА должны быть предусмотрены в составе соответствующих систем АСУТП. Блоки питания оборудования на 24 В постоянного тока должны дублироваться. При этом: блоки питания контроллеров, интерфейсных модулей и модулей ввода-вывода не должны использоваться для питания другого оборудования; блоки питания барьеров искрозащиты не должны использоваться для питания другого оборудования; блоки питания цепей сигналов ввода-вывода не должны использоваться для питания другого оборудования.

– в шкафах предусмотреть следующий резерв пустого пространства для установки: модулей ввода-вывода - не менее 10 %; клеммников - не менее 10 %; реле - не менее 10 %; барьеров искрозащиты - не менее 10 %; автоматических выключателей - не менее 10 %.

Схемы соединения внешних проводок на полевом уровне представлены в соответствии с разработанными функциональными системами автоматизации в Приложениях 3-Н.

3.2 Принципиальная электрическая схема

АСУ КП СДН должна надежно работать при следующих отклонениях параметров электропитания от номинальных значений [22] – таблица 1.

Таблица 1 – Требования к электропитанию

Параметр питания	Отклонения от номинальных значений		
	Длительное	Кратковременное	
	%	%	сек.
Напряжение	6-10*	± 20	1,5
Частота	± 5	± 10	5
* Для постоянного тока ± 10 %			

Электроснабжение ПТК комплекса АСУ КП СДН на всех уровнях должно соответствовать требованиям ПУЭ и использовать подключение к сети электропитания по схеме «звезда» и к общей сети заземления. Элементы ПТК

должны сохранять работоспособность при напряжении переменного тока 220 В ± 20 % частотой 50 Гц ± 2 %.

Для организации бесперебойного электроснабжения комплекса АСУ КП СДН необходимо предусмотреть наличие в системе автоматизации источников бесперебойного питания (ИБП).

Питание ИБП должно осуществляться от сети переменного тока 220 В, 50 Гц. Ввод резервных источников питания в работу должен производиться автоматически, время перехода на резервные источники питания – не более 20 мс. Технические средства системы должны обеспечивать сигнализацию о скором прекращении работы источника бесперебойного питания [22].

Необходимо использовать источники бесперебойного питания активного типа с режимом работы «на линии» (on-line) с возможностью использования дополнительных батарейных модулей для дальнейшего увеличения мощности. ИБП должен обеспечивать защиту питания с масштабируемым рабочим циклом для промышленных приложений, автоматическим контролем критических производственных процессов. Источник бесперебойного питания в случае пропадания напряжения должен обеспечивать работоспособность системы управления в течении, как минимум, 60 минут.

В случае исчезновения внешнего электропитания, персонал должен быть оповещен о переходе на питание от аккумуляторных батарей ИБП. Запас времени должен быть использован персоналом для перехода в ручной режим управления в соответствии с технологической инструкцией.

Должно быть предусмотрено устройство автоматического безударного переключения.

По надёжности электроснабжения принтеры допустимо отнести к электроприемникам третьей категории (в соответствии с ПУЭ). Для остального оборудования АСУ КП СДН обеспечить надёжность электроснабжения не ниже первой категории.

Следующие электроприемники должны быть отнесены к особой группе первой категории: шкафы РСУ, модули ввода-вывода, интерфейсные модули ПТК, барьеры искрозащиты, оборудование связи РСУ.

Полевые устройства (датчики, исполнительные механизмы, средства световой и звуковой сигнализации), питаемые от СИСТЕМЫ по цепям, отделенным от сигнальных цепей, должны быть отнесены к электроприемникам особой группы первой категории надёжности.

Необходимо обеспечить защиту цепей питания от коротких замыканий. Подача питания для каждой оконечной платы (клеммной колодки) должна быть обеспечена предохранителями или другим типом защиты, чтобы не допустить влияния короткого замыкания на землю в одной из плат на другие монтажные платы.

ИБП не дублировать. Каждый источник питания, включая ИБП, должен иметь резерв по мощности не менее 30 % с учётом максимальной потребляемой мощности подключаемых к нему потребителей [22].

Для обеспечения бесперебойности питания необходимо использовать ИБП, работающих в режиме постоянного двойного преобразования электричества и способных автоматически переходить на байпас (работа напрямую от питающей сети).

Для каждого шкафа с контроллерами или группы шкафов предусмотреть отдельный ИБП.

Для обеспечения возможности ремонта и технического обслуживания ИБП должен быть предусмотрен байпас.

Для обеспечения перевода технологического объекта в безопасное состояние, в случае пропадания электроэнергии, полевые средства КИП (датчики и исполнительные механизмы с цепями питания, отделенными от сигнальных цепей) должны получать питание от системы бесперебойного электропитания. Перечень полевых средств КИП подлежащих обязательному питанию от систем бесперебойного электропитания определяется на этапе разработки рабочей документации. Источники бесперебойного электропитания

должны обеспечивать функционирование полевых средств КИП в течение, как минимум, 1 (одного) часа после прекращения электропитания на входе ИБП при 75 % нагрузке [22].

Схема электрическая принципиальная представлена в Приложении О.

3.3 Топология сети на основе интерфейса RS-485

Информационный обмен между компонентами АСУ КП СДН осуществляется [18 – 23]:

- между контроллерами РСУ и ЛСУ, блоками вторичной аппаратуры, вычислителями – через последовательный интерфейс (витая пара) стандарта RS-485 по протоколу Modbus RTU;

- управляющая сеть Ethernet «Е» – обеспечивает связь между контроллерами и панелями ввода-вывода внутри отдельных функциональных систем (РСУ, ПАЗ, САП);

- сеть сбора информации Ethernet «D» – является сетью среднего уровня автоматизации АСУ КП СДН. К этой сети подключены контроллеры и сервера ввода-вывода АСУ КП СДН технологических подсистем;

- сеть оперативного управления (технологическая) Ethernet «С» – является сетью второго уровня автоматизации Системы и объединяет автоматизированные рабочие места операторов, сервера ввода-вывода.

Топология сети на основе интерфейса RS-485 представлена в Приложении П.

3.4 Схема подключений к контроллеру ТК-84.М1

1-й (контроллерный) уровень - уровень сбора информации с полевых устройств, выдачи управляющих воздействий на исполнительные устройства и передачи/приема данных на 2-й уровень.

К 1-му уровню относятся [22]:

- контроллеры;

- модули ввода-вывода;

– интерфейсные модули (для связи по цифровым каналам).

На этом уровне осуществляется [22]:

– сбор и обработка информации, поступающей от контрольно-измерительных приборов 0-го уровня;

– проверка целостности цепи на обрыв и короткое замыкание для аналоговых входных и выходных сигналов; при обнаружении неисправности в цепи должен генерироваться сигнал, информирующий оператора;

– управление и регулирование технологического процесса подачей управляющих сигналов на исполнительные механизмы 0-го уровня;

– включение защит, блокировок и светозвуковой сигнализации в случае выхода технологических параметров за допустимые пределы;

– расчетные (расчет времени наработки технологического оборудования, расчет (вычисление) объема жидкости в емкостях и резервуарах, расчет расхода газа или жидкости через приборы учета за единицу времени и прочее);

– обмен данными с 2-м уровнем автоматизации.

Шкаф телемеханики должен включать отдельный коммутатор Ethernet промышленного исполнения для сбора данных ИБП и контроллера для передачи на коммутатор связи.

Передача диагностической информации на сервер должна осуществляться с использованием HART-мультиплексоров, FF-мультиплексоров или непосредственно с коммуникационных модулей ввода/вывода контроллеров (приоритетно) поддерживающих FF или HART-протокол по стандартной сети Ethernet. Все, применяемые в АСУ КП СДН модули аналогового ввода-вывода должны быть с поддержкой HART-протокола. Система диагностики полевого КИП должна содержать набор универсальных инструментальных средств конфигурирования, настройки параметров, проверки, диагностики и обслуживания интеллектуальных приборов полевого уровня (датчиков и исполнительных устройств) и полевых компонентов

(удаленных входов/выходов, мультиплексов, регуляторов и т.д.). Все операции должны выполняться с использованием единого интерфейса [22].

Схема подключений к контроллеру ТК-84.М1 представлена в Приложении Р.

Таблица соединений и внешних проводок представлена в Приложении С.

Спецификация оборудования, изделий и материалов представлены в Приложении Т.

Общие данные представлены в Приложении У.

3.5 Расчет АСР ПИ-регулятора уровня емкости Е–2

В настоящем подразделе выполним оптимизацию АСР дренажной ёмкости Е-2, путём замены существующего П-регулятора на ПИ-регулятор, так как ПИ-регулятор просто в настройке и меньше подвержен воздействию внешних шумов чем П и ПИД-регулятор. Исходные данные для расчета представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Исходные данные для расчёта

Наименование параметра	Значение параметра
Назначение АСР	Контроль уровня
Оборудования для АСР	Дренажная ёмкость Е-2
Объём ёмкости, м ³	8
Давление в ёмкости, МПа	0,07
Максимальный расход, м ³ /сут	300
Плотность среды, кг/м ³	982
Кинематическая вязкость, м ² /с	1,006x10 ⁻⁶
Диаметр органа регулирования, Ду	300

На рисунке 20 представлен график переходной характеристики горизонтального отстойника для системы регулирования раздела фаз в ёмкости Е–2 при ступенчатом изменении регулирующего органа (РО).

Структурная схема дискретной автоматической системы регулирования (АСР) приведена на рисунке 21.

Для определения оптимальных настроек регулятора достаточно определить переходные характеристики по каналу регулирования (рисунок 22) [23].

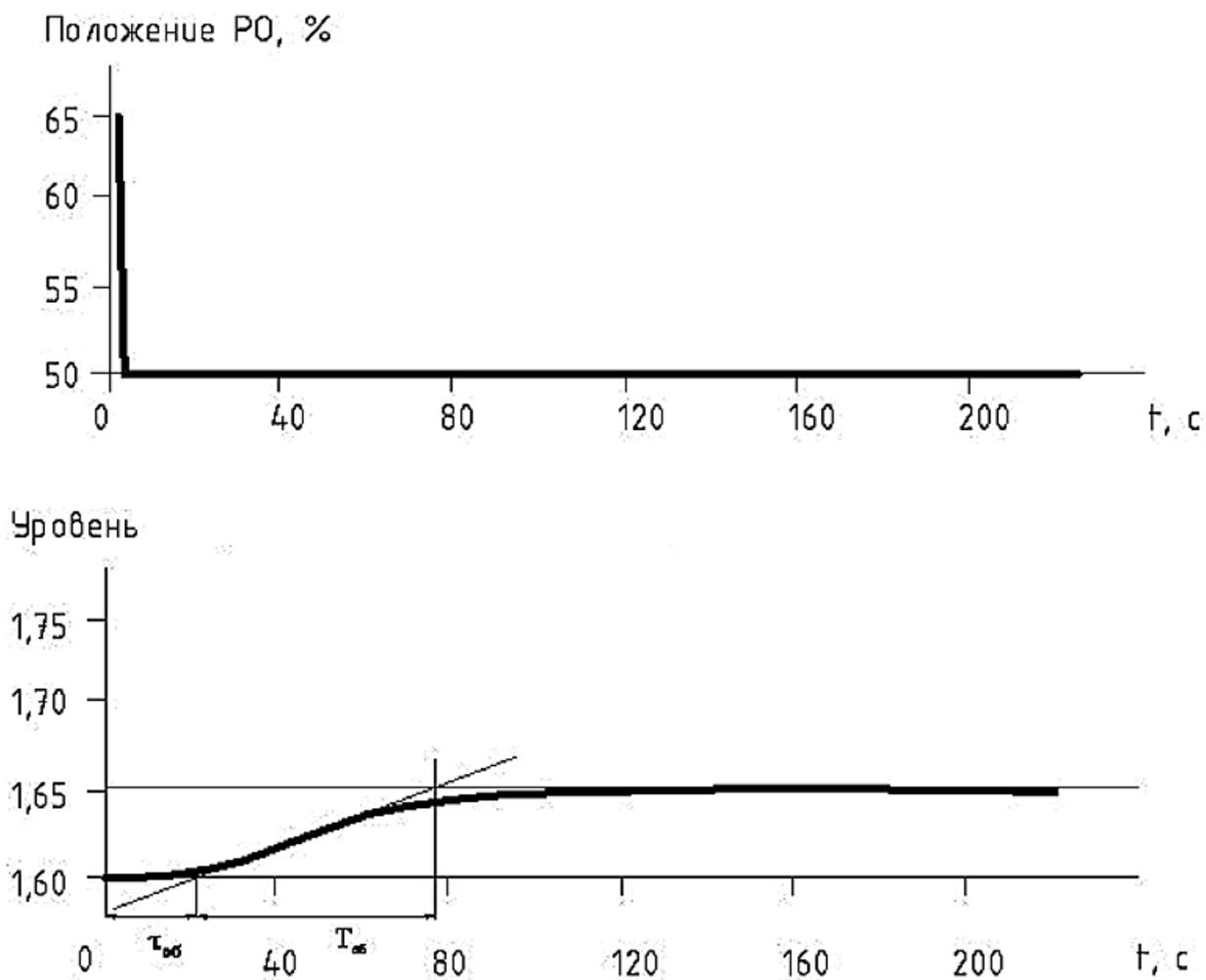


Рисунок 20 – График переходной характеристики АСР уровня Е–2

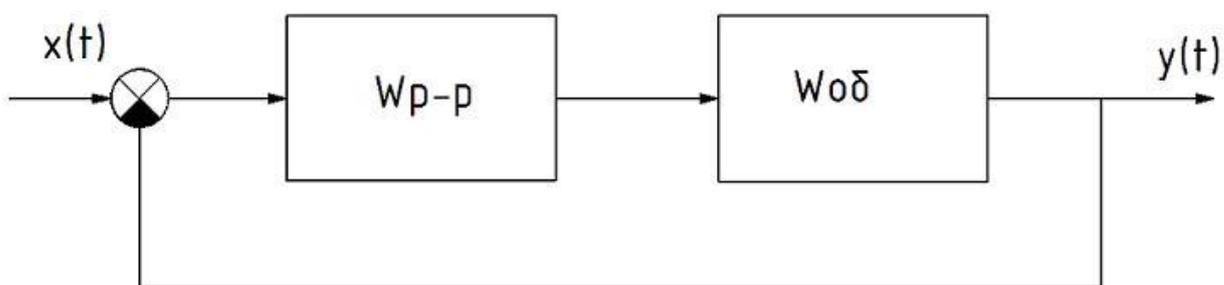


Рисунок 21 – Структурная схема уровня в емкости Е–2

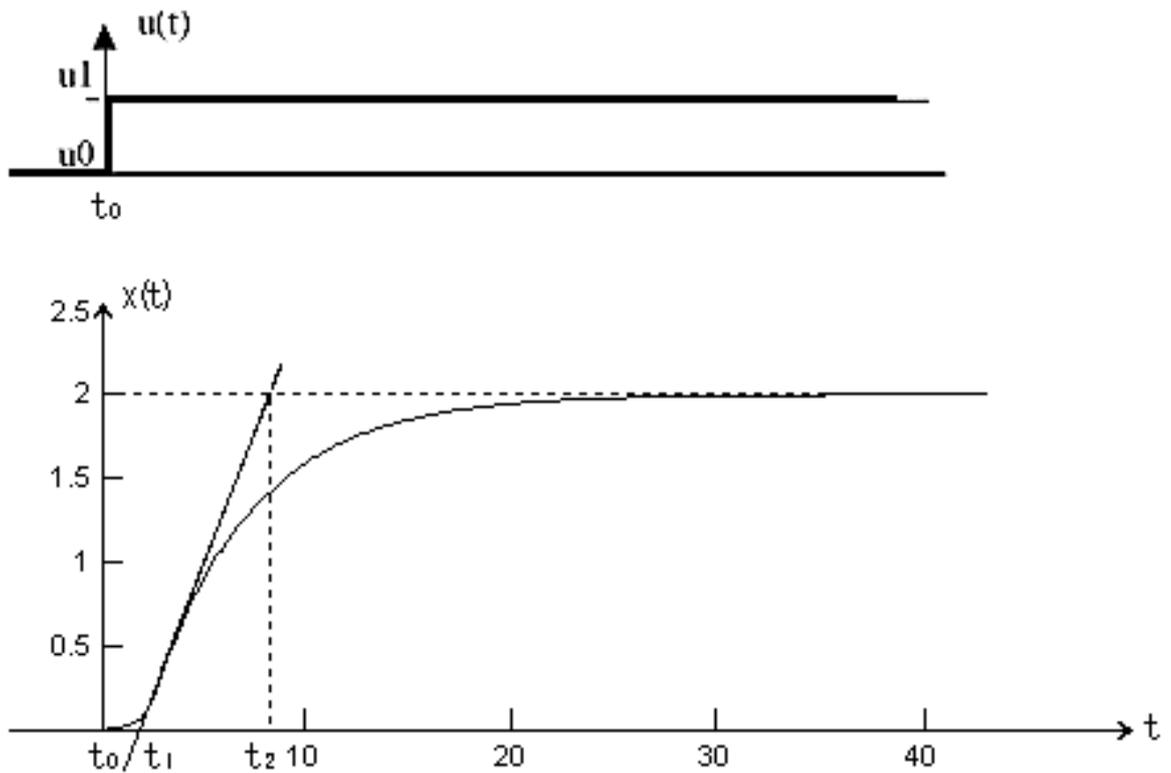


Рисунок 22 – Реакция АСР уровня в емкости Е–2 на единичное ступенчатое воздействие (кривая отклика системы): $T_{об} = t_2 - t_1$, $\tau_{об0} = t_2 - t_0$

Для данного частного случая передаточная функция объекта аппроксимируется аperiodическим звеном I порядка с запаздыванием [16]:

$$W_{OB}(s) = \frac{K_{OB}}{T_{OB}s + 1} e^{-s\tau_{об}}, \quad (3.1)$$

где $W_{OB}(s)$ – передаточная функция;

K_{OB} – коэффициент передачи, определяемый по формуле (3.2);

T_{OB} – постоянная времени АСР уровня Е–2: $T_{OB} = 2\text{ с}$;

$\tau_{об}$ – время запаздывания АСР уровня Е–2: $\tau_{об} = 10\text{ с}$;

Коэффициент передачи [16]:

$$K_{OB} = \frac{\nu}{\mu}, \quad (3.2)$$

где ν, μ – передаточные коэффициенты АСР уровня Е–2.

По формуле (3.2) получаем:

$$K_{OB} = \frac{3}{15} = 0,2.$$

По формуле (3.1) получаем:

$$W_{OB}(s) = \frac{0,2}{62s + 1} e^{-10s}.$$

При этом, относительное изменение регулируемого параметра АСР уровня Е–2, определяется по формуле [16]:

$$\delta = \frac{\Delta Y_{уст}}{Y_{ном}} \times 100 \% , \quad (3.3)$$

где $\Delta Y_{уст}$ – разность регулирования уровней АСР уровня Е–2;

$Y_{ном}$ – номинальный параметр уровня АСР уровня Е–2.

По формуле (3.3) получаем:

$$\delta = \frac{1,65 - 1,60}{1,60} \times 100 \% = 3 \%$$

На основании полученных значений $W_{OB}(s)$, δ по [19] принимаем период дискретизации: $T = 2 \text{ с}$.

Для перехода к цифровой системе передаточных функций звеньев АСР уровня Е–2 выполним Z-преобразование полученной функции $W_{OB}(s)$:

$$W_{OB}(z) = K_{OB} \times \left\{ \frac{z}{z - 1} - \frac{z \times e^{T/T1}}{z - e^{T/T1}} \right\} \times z^{-\frac{\tau_0}{T}}, \quad (3.4)$$

где z – составляющая Z-функции.

По формуле (3.4) получаем:

$$\begin{aligned} W_{OB}(z) &= K_{OB} \times \left\{ \frac{z \times (1 - e^{-\frac{5}{31}})}{(z-1) \times (z - e^{-\frac{5}{31}})} \right\} \times z^{-1} = \\ &= \frac{1}{z} \times \left\{ \frac{z \times (z - e^{-\frac{5}{31}})}{(z-1) \times (z - e^{-\frac{5}{31}})} \right\} \times K_{OB} = \\ &= z^{-5} \times \frac{0,006349}{z - 0,9683}. \end{aligned}$$

Используя значение Z-функции $W_{OB}(z)$ определим оптимальное средство контроля уровня раздела фаз «нефть-вода» в уровня Е-2.

Согласно данным [16 – 20], с учётом полученных значений $W_{OB}(z)$ для обеспечения эффективного функционирования уровня Е-2 принимаем ПИ-закон регулирования, которое имеет пропорционально-интегральное действие, обеспечивая большую скорость регулирования, в сравнении с существующим регулятором, который функционирует по пропорциональному принципу действия и имеет статистические ошибки пропорционального регулирования (рисунки 22 – 24).

Пропорционально-интегральный закон регулирования имеет общий вид, представленный в формуле [19]:

$$u(t) = k \times (x(t) + \frac{1}{T_u} \times \int_0^t x(t) dt), \quad (3.5)$$

где $u(t)$ – функция ПИ-регулирования;

k – коэффициент усиления;

T_u – постоянная интегрирования.

Используя пропорционально-интегральный закон регулирования (3.5), скорректируем передаточную функцию, оптимизируя её параметрами ПИ-регулирования [16 – 20]:

$$W_p(s) = k \times \left(1 + \frac{1}{T_u s} \right), \quad (3.6)$$

где k – коэффициент усиления регулятора, определяемый графоаналитическим методом с учётом рекомендаций [16 – 20].

Метод расчёта пропорционально-интегрального регулятора АСР уровня в емкости Е–2 – ограничительный по параметру колебательности, исходя из полученной кривой отклика (рисунок 22).

Показатель колебательности M определяется по номограммам [19] в зависимости от параметров σ (перерегулирование), t_p (время регулирования).

Полученное значение [19]: $M = 1,1$.

На основании полученного значения параметра колебательности, определим параметр граничной зоны устойчивости (фактически – радиус окружности) по формуле:

$$R = \frac{M^2}{M^2 - 1}. \quad (3.7)$$

По формуле (3.7) вычисляем:

$$R = \frac{1,1^2}{1,1^2 - 1} = 5,76.$$

Центр обозначенной окружности (параметра зоны граничной устойчивости) является точка, за которой закреплены следующие координаты:

$$\left(-\frac{M}{M^2 - 1}; 0 \right), \quad (-5,76; 0).$$

Для определённого диапазона значений T_u при различных значения k_p определяется точка касания окружности и годографа Найквиста: при пересечении окружности $k_p \downarrow$, при отдалении от окружности – $k_p \uparrow$.

На основании определённых точек касания определяем для них наибольшее значение отношения $\frac{k_p}{T_u}$, максимальное значение которого является оптимальным.

На основании полученных значений в программном комплексе MatLab строится переходная характеристика (рисунок 23), на основании которой определяются параметры качества регулирования: коэффициента пропорциональности k_p ; постоянной интегрирования $T_u = 45$.

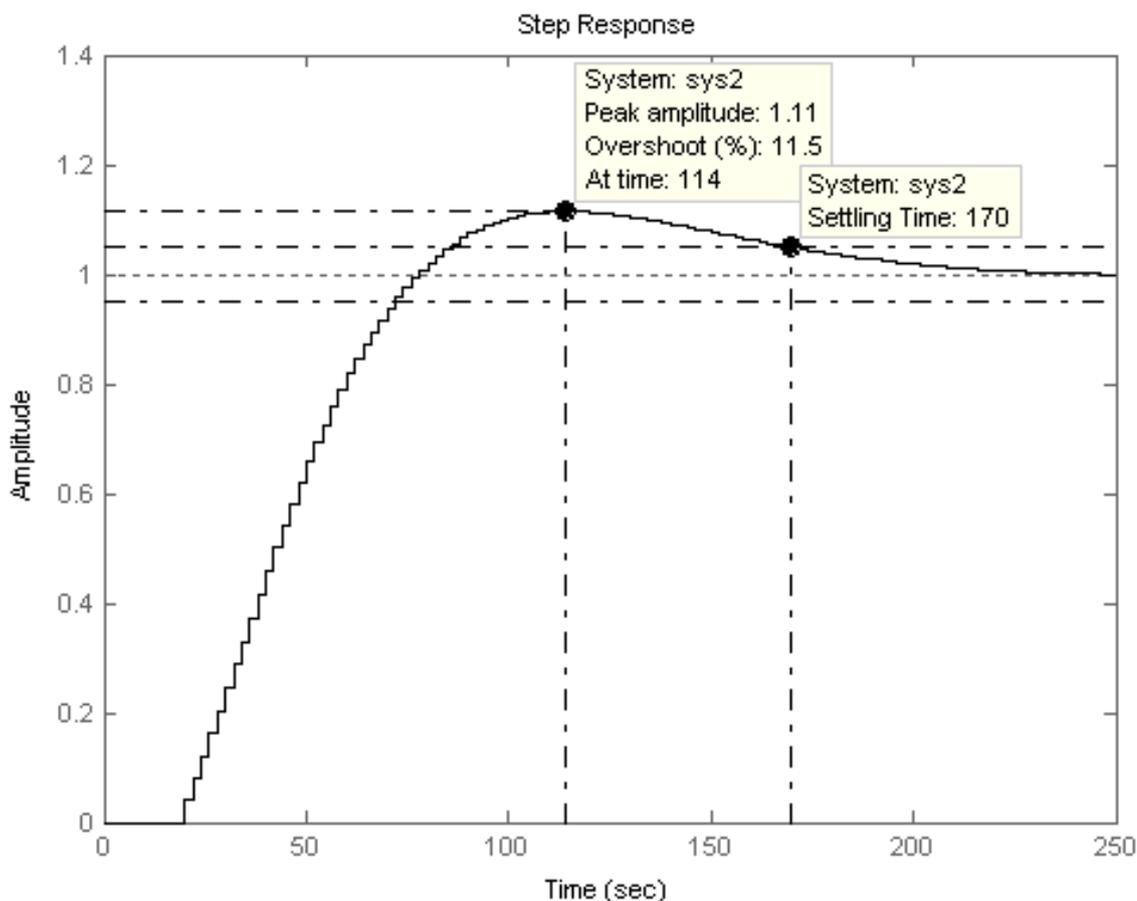


Рисунок 23 – Переходная характеристика: $k_p = 6$; $T_u = 45$ (выполнено в ПК MatLab)

Прямые показатели качества регулирования, определённые по переходной характеристике регулирования (рисунок 23) – перерегулирование $\sigma = 11,5\%$; время регулирования $t_p = 170$ с.

Ввиду получения прямых показателей качества, которые не являются оптимальными, по приведенному выше алгоритму произведём повторный расчёт и построение переходной характеристики (рисунок 24) с целью уменьшения значение параметра перерегулирования [20].

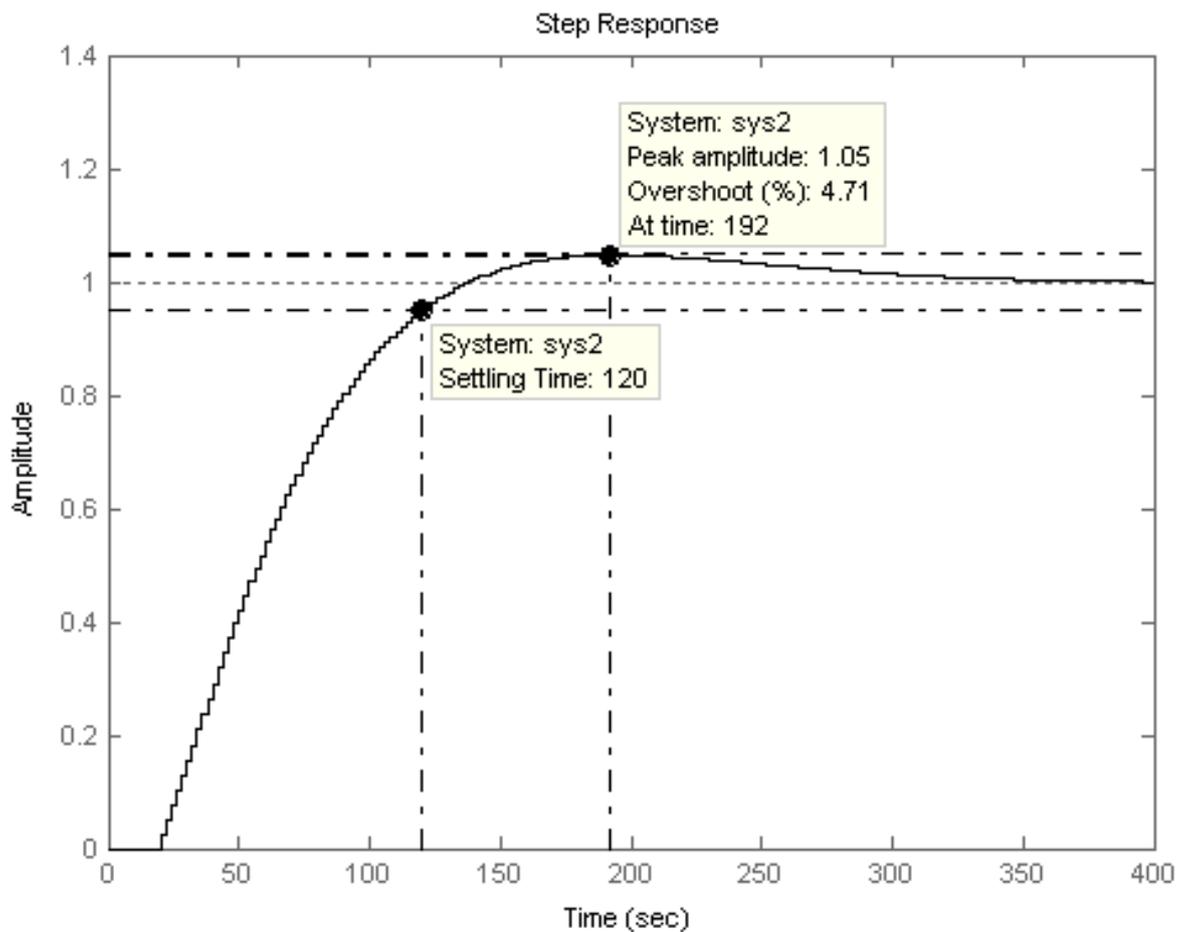


Рисунок 24 – Переходная характеристика: $k_p = 3,6$; $T_u = 45$ (выполнено в ПК MatLab)

По переходной характеристике ПИ-регулирования (рисунок 26) получим прямые показатели качества регулирования – перерегулирование $\sigma = 4,71\%$; время регулирования $t_p = 170$ с.

Далее, используя рекомендации [16], определим типоразмеры регулирующего органа.

Максимальная пропускная способность:

$$K_{v\max} = 36 \times 10^3 \times \eta \times F_{\max} \times \sqrt{\frac{\rho}{\Delta P_{\min}}}, \quad (3.8)$$

где F_{\max} – расход среды (максимальный), $\frac{m^3}{c}$;

ρ – плотность среды, $\frac{кг}{m^3}$;

η – коэффициент запаса: $\eta = 1,2$ [49 – 72];

ΔP_{\min} – сопротивление исполнительного органа, Па.

По формуле (3.8):

$$K_{v\max} = 1814,4.$$

На основании полученного значения максимальной пропускной способности принимаем в качестве исполнительного органа – двухседельный клапан Ду 300 (таблица 3, рисунок 25).

Таблица 3 – Параметры исполнительного органа

Параметр	Значение
Диаметр номинальный DN, мм	300
Давление номинальное PN, МПа (кгс/см ²)	1,6 (16)
Пропускная характеристика	линейная равнопроцентная
Рабочий ход плунжера, мм	50
Условная пропускная способность K_{vy} , м ² /ч	1000 1250 1600
Относительная утечка в затворе, % от K_{vy}	0,1 при D Рисп=0,4 МПа (4 кгс/см ²)
Рабочая среда	Вода, пар, воздух и др. жидкие и газообразные среды
Условное давление управляющего воздуха, МПа (кгс/см)	0,25 (2,5)
Температура рабочей среды Т, С	от минус 15 до 150
Температура окружающей среды, С	от минус 15 до 50
Климатическое исполнение	У2
Тип МИМ	МИМ 500
Масса клапана, кг	391



Рисунок 25 – Общий вид исполнительного органа

Выполним проверку назначенного исполнительного органа, определив значение параметра критерия Рейнольдса по формуле [16]:

$$Re = 0,353 \times \frac{F_{\max}}{\nu \times D_y}, \quad (3.9)$$

где F_{\max} – расход среды (максимальный), $\frac{m^3}{c}$;

ν – кинематическая вязкость среды, $\frac{m^2}{c}$;

D_y – условный диаметр прохода регулирующего исполнительного органа, мм.

По формуле (3.9):

$$Re = 3,5 \times 10^4.$$

При значениях $Re > 2000$ – влияние вязкости на расход среды не учитывается [19], следовательно, принятый исполнительный орган регулирующего устройство подходит.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности

В ВКР рассматривается автоматизация кустовой площадки (КП). КП предназначена для добычи и дальнейший транспорт добытой нефти на УПН.

В ходе проектирования КП было составлено техническое задание, далее исходя из требуемых параметров был осуществлен подбор средств реализации по автоматизации КП. Помимо указанных видов работ были разработаны схемы внешних проводок. Спроектированная система автоматизированного управления отвечает всем требованиям, указанным в техническом задании.

Достоинствами разработанной системы являются: использование современных датчиков, которые осуществляют передачу с помощью унифицированных токовых сигналов, а также применение надёжных исполнительных устройств. Применение унифицированных сигналов в системе управления позволяет производить замену используемых датчиков на аналогичные, без нарушения работоспособности системы и изменения алгоритмов работы ПЛК. Помимо вышеуказанных достоинств технической части, система автоматизированного управления позволяет снизить нагрузку на операторов, путем осуществления: автоматического контроля показателей технологического процесса, защиты оборудования, наглядного отображения всех показателей и аварийных сообщений на дисплее ПЭВМ.

Недостатком данной системы является то, что первоначальную установку, монтаж и настройку должны проводить специалисты, которые обладают необходимыми навыками и знаниями.

4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Потенциальными потребителями спроектированной системы автоматизированного управления кустовой площадкой являются коммерческие организации нефтегазовой отрасли, а именно организации, осуществляющие добычу нефти. Научное исследование направлено на крупные предприятия, которые внедряют или имеют автоматизированные системы контроля и управления технологическими процессами.

В таблице 4 отражена сегментация рынка по следующим критериям: размер компании-заказчика и направление деятельности. Анализ рынка выполнялся на основе компаний ПАО «Газпром нефть» (фирма А), ООО «Меретояханефтегаз» (фирма Б), АО «Томскнефть» ВНК (фирма В).

Таблица 4 – Карта сегментирования рынка

		Направление деятельности			
		Подбор средств реализации	Разработка алгоритмов управления	Проектирование АСУ ТП	Внедрение SCADA систем
Размер компании	Мелкие				
	Средние				
	Крупные				



На приведенной карте сегментирования видно, что свободными остаются следующие сегменты рынка: проектирование АСУ ТП для средних и крупных компаний, а также подбор средств реализации для крупных компаний.

4.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Данный анализ проводится с помощью оценочной карты для сравнения конкурентных технических решений, приведенной в таблице 5. В качестве

конкурентов для проектируемой АСУ ТП КП (разработка) рассматриваются: проект сторонней компании (конкурент 1) и существующая система управления КП (конкурент 2).

Потенциальные потребители – предприятия, осуществляющие добычу нефти. АГЗУ используются на любом предприятии, на котором производится добыча нефти, например, «Газпромнефть», «Томскнефть», «Меретояханефтегаз» и т.д. Поэтому разработка и усовершенствование данной системы являются целесообразными.

В качестве проекта сторонней компании рассматривается разработка АО «ЭлеСи» (конкурент 1). АО «ЭлеСи» – динамично развивающееся предприятие, специализацией которого является разработка и поставка высокоэффективного современного оборудования для нефтедобывающих предприятий, разработка и внедрение современных технических и программных средств АСУ ТП, а также пуско-наладочные работы. Разработки данной компании обладают высокой безопасностью, но в тоже время являются достаточно дорогостоящими.

Существующая система автоматизации кустовой площадки в основном состоит из систем АО «ОЗНА» (конкурент 2). Акционерное общество «ОЗНА» современная российская компания, специализирующаяся на инжиниринге и производстве оборудования для объектов наземной инфраструктуры нефтяных и газовых месторождений. Компетенции, накопленные более чем за 65 лет работы, позволяют «ОЗНА» принимать участие во всех масштабных проектах нефтегазового сектора на территории страны. Партнерами «ОЗНА» являются крупнейшие нефтяные компании – «Газпром нефть», «НК «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «Транснефть», «Сургутнефтегаз» и др.

Собственное масштабное производство и глубоко интегрированный производственный цикл, отвечающий самым современным мировым стандартам качества, позволяет реализовывать проекты в кратчайшие сроки,

минимизировать риски Заказчика и при этом предлагать выгодные по стоимости решения.

Таблица 5 - Оценочная карта

Критерии оценки	Вес	Баллы			Конкурентоспособность		
		Ра зр аб от ка	Ко нк ур ен т 1	Ко нк ур ен т 2	Ра зр аб от ка	Ко нк ур ен т 1	Ко нк ур ен т 2
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Повышенная надежность	0,1	4	4	3	0,4	0,4	0,3
Длительность срока эксплуатации	0,06	5	4	4	0,3	0,24	0,24
Внедрение технических средств	0,06	4	3	5	0,24	0,18	0,3
Простота эксплуатации	0,05	4	4	5	0,2	0,2	0,25
Надежность	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
Безопасность	0,1	4	5	4	0,4	0,5	0,4
Итого:					2,04	1,92	1,89

Как видно из таблицы 5 разрабатываемое решение эффективнее конкурентов.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum V_i \cdot B_i, \quad (4.1)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки;

V_i – вес показателя;

B_i – балл i -го показателя.

4.2 Технология QuaD

Технология QuaD представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество новой разработки и ее перспективность, на рынке и позволяющие принимать решение о целесообразности разработки.

В основе технологии QuaD лежит нахождение средневзвешенной величины показатели оценки качества разработки.

Простота эксплуатации является важным показателем при сравнении различных схем группового регулирования. Применение индивидуальных регуляторов в системах первичного и вторичного регулирования требует достаточно квалифицированной наладки и дальнейшей их эксплуатации.

Критерии безопасности — установленные нормативно техническими документами и (или) органами государственного надзора и контроля значения параметров и (или) характеристик последствий аварий, в соответствии с которыми обосновывается безопасность АС.

Критерий повышенной надежности характеризуется вероятностью безотказной работы материала при эксплуатации. Эксплуатационные отказы делятся на постепенные и внезапные. Постепенные отказы могут вызываться чрезмерным износом, усталостным разрушением, пластической деформацией при ползучести и т.п. Главный путь борьбы на этом этапе — создание запаса прочности, по величине которого прогнозируют безотказную работу детали.

Критерий длительность срока эксплуатации — свойство элемента или системы длительно сохранять работоспособность до наступления предельного состояния при определенных условиях эксплуатации.

Критерий ремонтпригодности характеризующее приспособленность к восстановлению работоспособного состояния после отказа или повреждения. Определяется эксплуатационной и ремонтной технологичностью. Эксплуатационная технологичность — приспособленность к работам, выполняемым при техническом обслуживании, а также при подготовке изделия к эксплуатации, в процессе и по окончании её. Ремонтная

технологичность — приспособленность к быстрому, удобному проведению ремонта.

Простота интеллектуального интерфейса является важным показателем при анализе, сравнении, накоплении и обобщении данных для вывода пользователю. При качественной работе интеллектуального интерфейса возрастает быстрое восприятие информации, при этом возрастает быстродействие принятия решения.

Рассмотрим оценочную карту технологии QuaD в таблице 6.

Таблица 6 - Оценочная карта QuaD

Критерии оценки	Вес	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение	Средневзвешенное значение
Показатели оценки качества разработки					
Надежность	0,2	70	100	0,7	0,14
Безопасность	0,1	70	100	0,7	0,07
Простота эксплуатации	0,07	70	100	0,7	0,049
Повышенная надежность	0,4	70	100	0,7	0,28
Длительность срока эксплуатации	0,1	70	100	0,7	0,07
Ремонтопригодность	0,1	85	100	0,85	0,085
Качество интеллектуального интерфейса	0,03	80	100	0,80	0,024

Оценка качества и перспективности определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum P_i \cdot 100, \quad (4.2)$$

где P_{cp} – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

P_i – средневзвешенное значение критерия.

Рассчитаем P_{cp} для проектируемой системы: $P_{cp} = 0,718 \cdot 100 = 71,8$. Средневзвешенное значение позволяет оценить перспективы разработки и качество проведенного исследования, мы получили значение 71,8, следовательно, можно сказать, что перспективность разработки выше среднего.

4.3 Планирование научно-исследовательских работ

4.3.1 Структура работ в рамках научного исследования

Разобьем процесс выполнения ВКР на этапы и работы, которые необходимо сделать для достижения результата. При реализации проекта рассматриваются два исполнителя: руководитель (Р), инженер (И).

Выделенные этапы представлены в таблице 7.

Таблица 7 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель, инженер
Выбор направления исследования	2	Подбор и изучение материалов по теме	Руководитель, инженер
	3	Изучение существующих систем	Инженер
	4	Календарное планирование работа	Руководитель, инженер

Разработка системы и проектирование	5	Описание технологического процесса	Инженер
	6	Разработка функциональной схемы автоматизации	Инженер
	7	Разработка структурной схемы	Инженер
	8	Разработка схемы информационных потоков	Инженер
	9	Выбор средств реализации	Инженер
	10	Разработка схемы внешних проводок	Инженер
	11	Разработка алгоритмов управления	Инженер
	12	Получение математической модели объекта	Инженер
	13	Моделирование	Инженер
	14	Разработка экранных форм	Инженер
	15	Проверка работы с руководителем	Руководитель, инженер
	16	Исправление замечаний	Инженер
Оформление отчета	17	Составление пояснительной записки	Инженер

4.3.2 Определение трудоемкости и разработка графика выполнения работ

Для определения трудоемкости работ будем использовать такие показатели как ожидаемое значение трудоемкости, продолжительность каждой работы, продолжительность выполнения i -ой работы в календарных днях, коэффициент календарности.

Для расчета ожидаемого значения продолжительности работ $t_{ожі}$ применяется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3 \cdot t_{\min i} + 2 \cdot t_{\max}}{5} i, \quad (4.3)$$

где $t_{\min i}$ – минимальная трудоемкость i -ой работы, чел.-дн.;

$t_{\max i}$ – максимальная трудоемкость i -ой работы, чел.-дн.

Из расчета ожидаемой трудоемкости работ, определим продолжительность каждой работы в рабочих днях T_{pi} учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{ч_i}, \quad (4.4)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Для построения диаграммы Ганта, переведем длительность каждого из этапов работ в календарные дни:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (4.5)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (4.6)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Коэффициент календарности (2021 год) : $K_{\text{кал}} = 365 / (365 - 118) = 1,477$.

Все рассчитанные значения для каждой работы представлены в таблице 8.

Таблица 8 - Временные показатели проведения научного исследования

№ раб.	Трудоемкость работ						Исполнители	T_{pi} , раб. дн.	T_{ki} , кал. дн.
	t_{mini} , чел.-дн.		t_{maxi} , чел.-дн.		$t_{\text{ожi}}$, чел.- дн.				
	И	Р	И	Р	И	Р		И+Р	И+Р
1	2	1	3	2	2,4	1,4	2	1,9	3
2	14	3	17	5	15,2	3,8	2	9,5	15
3	5	–	7	–	5,8	–	1	5,8	9
4	2	2	3	3	2,4	2,4	2	2,4	4
5	1	–	2	–	1,4	–	1	1,4	3
6	5	–	7	–	5,8	–	1	5,8	9
7	2	–	3	–	2,4	–	1	2,4	4
8	2	–	3	–	2,4	–	1	2,4	4
9	10	–	15	–	12	–	1	12	18
10	2	–	3	–	2,4	–	1	2,4	4
11	4	–	6	–	4,8	–	1	4,8	8
12	2	–	3	–	2,4	–	1	2,4	4
13	4	–	6	–	4,8	–	1	4,8	8
14	3	–	5	–	3,8	–	1	3,8	6
15	2	2	3	3	2,4	2,4	2	2,4	4
16	3	–	5	–	3,8	–	1	3,8	6
17	5	–	7	–	5,8	–	1	5,8	9
Итого:								118	

На основании таблицы 7 построим диаграмму Ганта (таблица 9), представляющую из себя ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения работ.

Таблица 9 - Календарный план-график

№ работы	Т _{ки} , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ											
		Февраль			Март			Апрель			Май		
		1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
1	3	■											
2	15	■	■										
3	9			■									
4	4				■								
5	3					■							
6	9					■	■						
7	4						■						
8	4								■				
9	18							■	■				
10	4								■				
11	8									■			
12	4										■		
13	8											■	■
14	6												■
15	4											■	
16	6												■
17	9												■

4.4 Бюджет научно-технического исследования

4.4.1 Расчет материальных затрат

Для вычисления материальных затрат воспользуемся следующей формулой:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расхi}, \quad (4.7)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расхi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию;

C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов;

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы (примем равным 0,2).

Для научного проекта необходимы следующие материальные ресурсы:

ноутбук, мышь, принтер, печатная бумага, канцелярские товары представлены в таблице 10.

Таблица 10 - Материальные затрат

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб	Затраты Z_m , руб
Ноутбук	Шт.	1	37000	44400
Мышь	Шт.	1	500	600
Принтер	Шт.	1	9000	10800
Печатная бумага	Пачка	1	300	360
Канцелярские товары	Шт.	1	200	240
Итого:				56400

4.4.2 Основная заработная плата исполнителей темы

Основная заработная плата инженера и руководителя за выполнение НИИ, рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (4.8)$$

где $Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (4.9)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 56 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научнотехнического персонала, раб. дн.

Таблица 11 - Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	66	118
- праздничные дни		
Потери рабочего времени		
- отпуск	56	24
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	243	223

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{тс} * k_p, \quad (4.10)$$

где $Z_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.; k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска). Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 12.

Таблица 12 - Основная заработная плата

Исполнители	$Z_{тс}$, руб.	k_p	Z_m , руб.	$Z_{дн}$, руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, руб.
Руководитель	35111	1,3	45644	1953,5	13,8	26958,3
Инженер	22695	1,3	29503	1481,8	76,2	112913,2
Итого:						139871,5

4.4.3 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Расчет дополнительной заработной плат ведется по следующей формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} * Z_{осн}, \quad (4.11)$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12-0,15).

Таблица 13 - Дополнительная заработная плата

Исполнители	Основная зарплата (руб.)	Коэффициент дополнительной заработной платы ($k_{доп}$)	Дополнительная зарплата (руб.)
Руководитель	26958,3	0,12	3235
Инженер	112913,2	0,12	13550
Итого:			16785

4.4.4 Отчисления во внебюджетные фонды

Величина отчислений по внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} * (З_{осн} + З_{доп}), \quad (4.12)$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2017 г. в соответствии с положениями ст.58.2 закона №212-ФЗ установлены следующие тарифы страховых взносов: ПФР – 0.22 (22 %), ФСС РФ – 0.029 (2,9 %), ФФОМС – 0,051 (5,1 %), следовательно, $k_{внеб} = 0,3$.

Таблица 14 - Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнители	З _{осн} , руб.	З _{доп} , руб.	$k_{внеб}$	З _{внеб} , руб.
Руководитель	26958,3	3235	0,3	9058
Инженер	112913,2	13550	0,3	37939

4.4.5 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведено в таблице 15.

Таблица 15 - Бюджет затрат на НИР

Наименование статьи	Сумма, руб.	
	Руководитель	Инженер
1. Материальные затраты НИИ	0	40500
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	26958,3	112913,2
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	3235	13550
4. Отчисления во внебюджетные фонды	9058	37939
Бюджет затрат НИИ	39251,3	164402,2

4.4.6 Определение ресурсной, финансовой и экономической эффективности исследования

Интегральный финансовый показатель разработки находится по формуле:

$$I_{\text{фин.р}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (4.13)$$

где $I_{\text{фин.р}}^{\text{исп.}i}$ – финансовый интегральный показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Φ_{max} зависит от сложности проектируемой системы. На сложность проекта влияет большая совокупность факторов, поэтому точно оценить величину Φ_{max} невозможно. Примем, что стоимость выполнения проекта автоматизация кустовой площадки текущего проекта равняется 10256000 руб., в Аналоге 1 11950000 руб., у Аналога 2 12120000 руб.;

По формуле (4.13) получем;

$$I_{\text{фин.р}}^{\text{Аналог 1}} = \frac{11950000}{10256000} = 1,16$$

$$I_{\text{фин.р}}^{\text{Текущий проект}} = \frac{10256000}{10256000} = 1$$

$$I_{\text{фин.р}}^{\text{Аналог 2}} = \frac{12120000}{10256000} = 1,18$$

Таблица 16 - Оценочная карта для сравнения эффективности

Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Аналог 1	Текущий проект	Аналог 2
Критерии				
Способствует росту производительности	0,3	4	5	5

труда				
Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,3	5	5	4
Помехоустойчивость	0,05	5	5	4
Энергосбережение	0,05	4	4	3
Надежность	0,15	4	4	4
Материалоемкость	0,15	5	5	3
Итого	1			

В результате расчётов получились следующие показатели:

Аналог 1 = 4,5; Текущий проект = 4,6; Аналог 2 = 3,8.

Теперь определим интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки $I_{\text{исп.}i}$:

$$I_{\text{Аналог 1}} = \frac{4,5}{1,16} = 3,8 \quad (4.14)$$

$$I_{\text{Текущий проект}} = \frac{4,6}{1} = 4,6 \quad (4.15)$$

$$I_{\text{Аналог 2}} = \frac{3,8}{1,18} = 3,22 \quad (4.16)$$

А также рассчитаем сравнительную эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{\text{ср1}} = \frac{3,8}{4,6} = 0,8 \quad (4.17)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср2}} = \frac{4,6}{4,6} = 1 \quad (4.18)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср3}} = \frac{3,22}{4,6} = 0,7 \quad (4.19)$$

Составим таблицу 17 и сравним полученные результаты.

Таблица 17 - Сводная таблица показателей

Показатель	Аналог 1	Текущий проект	Аналог 2
Интегральный финансовый показатель разработки	1,16	1	1,18
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,5	4,6	3,8
Интегральный показатель эффективности	3,8	4,6	3,22
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	0,8	1	0,7

Таким образом, основываясь на определении ресурсосберегающей, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования, проведя необходимый сравнительный анализ, можно сделать вывод о превосходстве текущего проекта над аналогами.

5 Социальная ответственность

Введение

Кустовая площадка месторождения – кустовая площадка ограниченная территория месторождения, на которой подготовлена специальная площадка для размещения группы скважин, нефтегазодобывающего оборудования, служебных и бытовых помещений. После этапа разбуривания и первичного освоения скважины наступает этап эксплуатации. Основной особенностью автоматизации кустовой площадки является то, что после установления соответствующего оборудования автоматизации, исполнительных устройств, датчиков и контроллеров, куст функционирует полностью без участия человека. Все технологические параметры передаются на контроллер и транслируются на диспетчерский пункт с помощью радиосигнала. Оператор в диспетчерском пункте следит за процессом эксплуатации, может контролировать часть процесса и предпринимать определенные решения.

Рабочее место оператора располагается в диспетчерском пункте. При выполнении своих должностных обязанностей на оператора воздействуют следующие вредные факторы:

- 1) Повышенный уровень шума в помещении;
- 2) Электромагнитные волны от экрана монитора;
- 3) Несоответствие нормам параметров микроклимата;
- 4) Недостаток освещения;
- 5) Монотонность труда, умственная и эмоциональная перегрузка;
- 6) Повышенная температура в помещении.

Выявленные вредные факторы в диспетчерском пункте управления возникают вследствие работы электронного оборудования (ЭВМ, принтер, монитор, вспомогательное оборудование) и усиленного контроля оператором технологических процессов.

Для уменьшения воздействия вредных факторов на работников используются средства защиты; экранирование и изоляция, шума, увеличение числа источников света.

Непосредственно люди могут находиться на территории кустовой площадки во время капитального, аварийного или обслуживающего ремонта.

Освоение, эксплуатация и ремонт нефтяных скважин на месторождениях могут сопровождаться различными авариями, которые негативно воздействуют на окружающую среду и здоровье людей. Объекты нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих предприятий относятся к объектам повышенной опасности и требуют постоянного надзора.

Целью данного раздела дипломной работы является разработка комплекса мероприятий технического и организационного характера, направленных на создание безопасных условий труда, предотвращение несчастных случаев на производстве и защиты окружающей среды.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Конституция РФ является высшим нормативным правовым актом Российской Федерации. Принимаемые в РФ законы и правовые акты не должны противоречить конституции РФ.

5.1.1 Специальные правовые норма трудового законодательства

Оператор кустовой площадки обязан соблюдать требования правил, норм, инструкций по технической эксплуатации, охране труда, пожарной безопасности, трудовой и производственной дисциплине. Своевременно проходить проверку знаний, инструктажей, медицинских осмотров.

В процессе трудовой деятельности обязан руководствоваться коллективным договором компании, положением о ЦДНГ (цехе добычи нефти и газа), распоряжениями, указаниями и поручениями начальника смены ЦДНГ.

В обязанности оператора входит:

- 1) Введение заданного режима работы кустовой площадки;
- 2) Контроль параметров кустовой площадки;

- 3) Выявление неисправностей в работе оборудования кустовой площадки;
- 4) Приёмка (сдача) смены;
- 5) Ликвидация аварийных и чрезвычайных ситуаций.

При вводе диспетчерского пункта кустовой площадки в эксплуатацию происходит аттестация рабочих мест. Определяющим документом является приказ министерства здравоохранения и социального развития РФ от 26 апреля 2011г. №342н “Об утверждении порядка проведения аттестации рабочих мест по условиям труда”.

Для проведения оценки условий труда используют четыре группы показателей:

- 1) Тяжесть работы в соответствии с медико-физиологической классификацией;
- 2) Соблюдение ПДК и ПДУ производственной среды;
- 3) Степень комфортности условий труда;
- 4) Соблюдение работниками требований ОТ и ТБ.

По результатам аттестации рабочих мест по условиям труда, определяются:

- 1) Льготы и компенсации за работу в тяжёлых условиях;
- 2) Мероприятия по улучшению условий труда;
- 3) Предоставление работникам специальной одежды, средств индивидуальной защиты и гигиены;
- 4) Расчёт надбавок и скидок к системе обязательного страхования работников от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;
- 5) Определение профессиональных заболеваний.

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место оператора располагается в диспетчерском пункте. При проектировании диспетчерских пунктов предусматриваются:

1. Звукоизоляция помещения;

2. Кондиционирование воздуха;
3. Помещение для средств вычислительной техники и программно-логического управления
4. Комната отдыха;
5. Комната приёма пищи;
6. Санузел;
7. Ограничение в использовании отделочных материалов для стен, потолков;
8. Установка искусственного освещения;
9. Установка искусственного климата.

Рабочее место оператора состоит из стола, аварийного пульта управления, кресла, мониторов, клавиатуры и мыши. Каждый элемент рабочей зоны имеет свои нормативы его организации для комфортного выполнения должностных обязанностей работником.

При выполнении работы сидя обеспечивается выполнение трудовых обязанностей в пределах вертикальной и горизонтальной зоны досягаемости моторного поля.

Рабочий стол должен иметь возможность обеспечить размещение на рабочей поверхности комплекта документов, оборудования исходя из характера работы. В зависимости от типа рабочего стола должны соблюдаться нормативы по его высоте.

Кресло оператора должно поддерживать физиологически рациональную рабочую позу с помощью возможности её изменения для снижения напряжённости мышц. В кресле должны быть стационарные или съёмные регулируемые по высоте подлокотники. Регулировка рабочего кресла должна осуществляться легко. Эти условия обеспечивают комфортную трудовую деятельность.

Также при организации рабочего места должны учитываться следующие требования:

1. Требования к дисплею;

2. Требования к клавиатуре;
3. Требования к микроклимату;
4. Требования к шуму;
5. Требования к освещению.

5.2 Производственная безопасность

5.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов

В таблице 1 и 2 приведены основные опасные и вредные факторы при проектировании системы телемеханики кустовой площадки нефтяного месторождения. Согласно ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»

При выполнении должностных обязанностей в зависимости от выполняемых работ на оператора кустовой площадки могут воздействовать вредные и опасные факторы.

Таблица 18 – Возможные опасные факторы

Опасные факторы	Нормативные документы
1. Повышенное значение напряжения в электрической цепи.	ГОСТ 12.1.038-82. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
2. Пожаробезопасность.	ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования; РД 153-34.0-03.301 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.

Таблица 19 – Вредные факторы

Вредные факторы	Нормативные документы
1. Повышенный уровень шума в помещениях	ГОСТ 12.1.003-83. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.
2. Электромагнитные волны от экрана монитора	ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля
3. Несоответствие нормам параметров микроклимата	СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания пункт 29.
4. Недостаток освещения	СП 52.13330.2010 Естественное и искусственное освещение
5. Монотонность труда, умственная и эмоциональная перегрузка	СанПиН 2.2.2776-10. Гигиенические требования к оценке условий труда при расследовании случаев профессиональных заболеваний.
6. Повышенная температура в помещении	СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания пункт 29.

5.2.2 Повышенный уровень шума

Источниками шума для оператора являются: работающие рядом компьютер, принтер, осветительные приборы дневного света. Шум может оказывать негативное воздействие на органы слуха, сердечно-сосудистую систему, обменные процессы, а также на нервную систему человека. Наличие шума на рабочем месте может привести к ослаблению внимания, снижению реакции, что неприемлемо при работе оператора.

Согласно ГОСТ 12.1.003-83 при выполнении работы на ПЭВМ предельный уровень звука на рабочем месте 65 дБ (таблица 20).

Таблица 20 – Предельные уровни звукового давления для наиболее типичных видов трудовой деятельности

Вид трудовой деятельности, рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБ А
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Операторная	96	83	74	68	63	60	57	55	54	65

Шум, создаваемый работающим компьютерами и осветительными приборами, не превышает установленных норм, поэтому использование средств индивидуальной защиты, таких как наушники, вкладыши, шлемы, не предусмотрено. Во избежание возникновения дискомфорта, вызванного постоянным шумом, разработчику рекомендуется устраивать кратковременные перерывы при выключенном оборудовании.

5.2.3 Повышенный или пониженный уровень освещенности.

Отсутствие или недостаток естественного света Недостаточное освещение рабочего места затрудняет длительную работу, вызывает повышенное утомление и способствует развитию близорукости. Излишне яркий свет слепит, снижает зрительные функции, приводит к перевозбуждению нервной системы, уменьшает работоспособность, нарушает механизм сумеречного зрения.

Освещение рабочего места, складывается из естественного и искусственного освещения. Для обеспечения естественного освещения в помещении устанавливаются окна, оборудованные регулируемыми устройствами (жалюзи, внешние козырьки и др.). Для обеспечения искусственного света используются люминесцентные лампы типа ЛБ. В светильниках местного освещения применяются лампы накаливания.

Работа с ПЭВМ относится к виду зрительных работ высокой точности для любого типа помещений. Нормирование освещенности для работ такого вида зрительных работ приведено в таблице 21

Таблица 21 – Нормирование освещенности при работе с ПЭВМ

Характеристики зрительной работы	Наименший или эквивалентный размер объекта различения, мм	Разряд зрительной работы	Подразряд зрительной работы	Относительная продолжительность зрительной работы при направлении зрения на рабочую поверхность, %	Искусственное освещение				Естественное освещение	
					Освещенность на рабочей поверхности от системы общего освещения, лк	Цилиндрическая освещенность, лк	Объединенный показатель UGR, не более	Коэффициент пульсации освещенности КП, %, не более	КЕО еН, %, при	
									верхнем	боковом
Высокой точности	От 0,3 до 0,5	Б	1	Не менее 70	300	100	21 18	15	3,0	1,0
			2	Менее 70	200	75	24 18	20 15	2,5	0,7

Требования к освещению рабочих мест, оборудованных ПЭВМ, приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Требования к освещению рабочих мест с ПЭВМ

Освещенность на рабочем столе	300–500 лк
Освещенность на экране ПК	не выше 300 лк
Блики на экране	не выше 40 кд/м ²
Прямая блескость источника света	200 кд/м ²
Показатель ослепленности	не более 20
Показатель дискомфорта	не более 15
Отношение яркости:	
– между рабочими поверхностями	3:1–5:1
– между поверхностями стен и оборудования	10:1
Коэффициент пульсации:	не более 5 %

Выбор светильников и их размещения производится таким образом, чтобы освещение рабочего места разработчика соответствовало нормам. Размещение светильников в помещении определяется следующими размерами [15]:

$H = 3$ м – высота помещения;

$h_c = 0,25$ м – расстояние светильников от перекрытия (свес);

$h_n = H - h_c = 2,75$ м – высота светильника над полом, высота подвеса;

$h_p = 0,7$ м – высота рабочей поверхности над полом;

$h = h_n - h_p = 2,05$ м – высота светильника над рабочей поверхностью.

Расстояние между светильниками L определяется по формуле:

$$L = \lambda * h, \quad (5.1)$$

где λ – константа, равная 1,4 для люминесцентных светильников без защитной решётки типов ОД, ОДО.

Тогда:

$$L = 1.4 * 2.05 = 2.87 \text{ м.} \quad (5.2)$$

Оптимальное расстояние I от крайнего ряда светильников до стены рекомендуется принимать равным $L/3$, тогда:

$$I = \frac{L}{3} = \frac{2.87}{3} = 0.96 \text{ м.} \quad (5.3)$$

Учитывая, что в каждом светильнике установлено две лампы, общее число ламп в помещении рассчитывается по формуле:

$$n = 2 * 3 = 6 \text{ ламп.} \quad (5.4)$$

Расчёт общего равномерного искусственного освещения горизонтальной рабочей поверхности выполняется методом коэффициента светового потока, учитывающим световой поток, отражённый от потолка и стен.

Световой поток лампы накаливания или группы люминесцентных ламп светильника определяется по формуле:

$$\Phi = \frac{E_H * S * K_3 * Z * 100}{n * \eta}, \quad (5.5)$$

где E – нормируемая минимальная освещенность, лк;

S – площадь помещения, m^2 ;

K_3 – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника (источника света, светотехнической арматуры, стен, а также наличие в атмосфере цеха дыма, пыли). Поскольку работа происходит в помещении с малым выделением пыли, коэффициент запаса равен 1.5;

Z – коэффициент неравномерности освещения (для люминесцентных ламп равен 1.1);

n – количество ламп в помещении; u – коэффициент использования светового потока.

Коэффициент использования светового потока η зависит от типа светильника, коэффициента отражения светового потока от стен, потолка, пола, а также геометрических размеров помещения и высоты подвеса светильников, что учитывается одной комплексной характеристикой – индексом помещения. Показатель помещения определяется по формуле:

$$i = \frac{S}{h*(A+B)}, \quad (5.6)$$

где h - высота подвеса светильников над рабочей поверхностью, м;

S – площадь помещения, м²;

A - ширина помещения, м;

B - длина помещения, м.

Тогда:

$$i = \frac{6*3}{2.05*(6+3)} = 0.97,$$

Коэффициенты отражения $P_{ст}$ и $P_{п}$ имеют следующие значения:

$P_{ст} = 50 \%$ (стены побелены, окна без штор);

$P_{п} = 70 \%$ (потолок побеленный).

По найденному показателю помещения i и коэффициентам отражения потолка $P_{п}$ и стен $P_{ст}$ определяется коэффициент использования светового потока (под которым понимается отношение светового потока, падающего на рабочую поверхность, к световому потоку источника света).

Для данного значения коэффициента i , коэффициент использования светового потока $\eta=48 \%$.

Нормальная минимальная освещенность должна составлять $E_n=300$ лк.

Тогда:

$$\Phi = \frac{300 * 6 * 3 * 1.5 * 1.1 * 100}{6 * 48} = 3093 \text{ Лм.} \quad (5.7)$$

Если необходимый поток светильника выходит за пределы диапазона (от минус 10 до 20 %), то корректируется число светильников n либо высота подвеса светильников.

В соответствии с вычисленным световым потоком выбран светильник типа ШОД-2-40, с люминесцентными лампами типа ЛБ с потоком $\Phi = 3200$ Лм. Проверка выполнения условия выполняется следующим образом:

$$\frac{\Phi_{\text{л.станд}} - \Phi_{\text{л.расч}}}{\Phi_{\text{л.станд}}} * 100 \%, \quad (5.8)$$
$$\frac{3200 - 3093}{3200} * 100\% = 3,3 \%,$$
$$-10 \% \leq 3,3 \% \leq +20 \%.$$

Поток светильника не выходит за пределы диапазона (-10...+20 %), поэтому корректировать число светильников n либо высоту подвеса светильников нет необходимости.

5.2.2 Повышенный уровень электромагнитных излучений

Электромагнитным излучением называется излучение, прямо или косвенно вызывающее ионизацию среды. Контакт с электромагнитными излучениями представляет серьезную опасность для человека.

Основным источником электромагнитного излучения на рабочем месте является жидкокристаллический монитор. Спектр излучения монитора включает рентгеновскую, ультрафиолетовую и инфракрасную области, широкий диапазон электромагнитных волн других частот.

Биологический эффект от воздействия электромагнитного поля зависит от частоты колебаний, интенсивности и режима излучения, продолжительности и характера облучения организма. Излучаемое ЭВМ электрическое поле является полем незначительных напряжений, поэтому вызванные им нарушения в организме носят обратимый характер.

Нормы напряженности электромагнитного поля на расстоянии 50 см в радиусе от монитора по электрической составляющей согласно ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Нормы напряженности поля в радиусе 50 см от монитора по электрической составляющей в соответствии с ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ

Наименование параметров		Допустимые значения
Напряженность электрического поля	В диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц	25 В/м
	В диапазоне частот 2 кГц – 400 кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного поля	В диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц	250 нТл
	В диапазоне частот 2 Гц – 400 кГц	25 нТл
Поверхностный электростатический потенциал		500 В

Мероприятия по снижению излучений включают:

- сертификацию ПЭВМ и аттестацию рабочих мест;
- применение экранов и фильтров;
- организационно-технические мероприятия;
- применение средств индивидуальной защиты путем экранирования пользователя ПЭВМ целиком или отдельных зон его тела;
- использование и применение профилактических напитков;
- использование иных технических средств защиты от патогенных излучений.

5.2.3 Повышенная или пониженная влажность воздуха. Повышенная или пониженная температура воздуха

Для создания благоприятных условий работы, соответствующих физиологическим потребностям человеческого организма, санитарные нормы

устанавливают оптимальные и допустимые метеорологические условия в рабочей зоне помещения. Оптимальные показатели микроклимата различны для теплого и холодного периода года и варьируются в зависимости от категории работ по уровню энергозатрат.

Выполняемая работа выполняется сидя и сопровождается незначительным физическим напряжением, поэтому в соответствии с СанПиН 1.2.3685-21 она относится к категории 1а (энергозатраты до 139 Вт).

Оптимальные параметры микроклимата для данной категории работ приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Оптимальные параметры микроклимата

Период года	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	22 - 24	21 – 25	60-40	0,1
Теплый	23-25	22-26	60-40	0,1

Для обеспечения оптимальных параметров микроклимата рабочей среды проводятся следующие мероприятия:

- устройство систем вентиляции;
- кондиционирование воздуха;
- отопление воздуха.

5.2.4 Электрический ток

Поражение электрическим током может произойти по разным причинам: при перегрузке оборудования, механических повреждениях, ухудшении качества изоляции токоведущих частей в процессе эксплуатации. Зоной, повышенной электроопасности являются места подключения электроприборов и установок. Случайное прикосновение к токоведущим частям оборудования может привести к электротравме, а в тяжелых случаях – к гибели человека.

Токи статического электричества могут приводить к разрядам при прикосновении к этим элементам, что может привести к выходу из строя компьютера.

В процессе обслуживания ПЭВМ возникает необходимость ремонтных, монтажных и профилактических работ. Согласно СанПиН 2.2.2.542-96, запрещено проводить ремонт видеомониторов и ПЭВМ непосредственно в рабочих помещениях.

К мероприятиям по предотвращению возможности поражения электрическим током следует отнести: – использование только исправных инструментов при проведении монтажных работ; – с целью защиты от поражения электрическим током, возникающим между корпусом приборов и инструментом при пробе сетевого напряжения на корпус, корпуса приборов и инструментов должны быть заземлены; – необходимо постоянно следить за исправностью электропроводки.

5.3 Экологическая безопасность

В состав технологического объекта кустовой площадки входит дренажная емкость. В нее в ходе технологического процесса сливаются остатки, шлак, и ненужные фракции углеводородов. Т.к. продукты, так или иначе, имеют связь с углеводородами, поэтому в емкости присутствует парообразная фракция. Возможна такая ситуация, когда концентрация паров будет достаточно высокой и при малейшей искре произойдет взрыв дренажной емкости, согласно ГОСТ Р 22.0.08-96 Техногенные чрезвычайные ситуации. Взрывы. Термины и определения. В результате чего произойдет открытое горение углеводородов. В процессе горения будет в обильном количестве выделяться углекислый газ, сероводород, метан и другие продукты горения. Они значительно превысят допустимые норм, предъявляемые документом ГН 2.1.6.13338-03 Предельно допустимые концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест.

При возникновении аварийной ситуации одним из методов предотвращения взрывоопасной ситуации является экстренный сброс углеводородов из дренажной емкости в очистную яму. Согласно классификации ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод сами по себе Промышленные площадки предприятий, буровые скважины и другие горные выработки являются источниками загрязнения. Не говоря уже про места хранения отходов производства. Методом недопущения таких ситуаций является повышение надежности оборудования, своевременное оповещение диспетчера.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На кустовой площадке размещается дренажная емкость.

Емкость дренажная предназначена для слива и хранения остатков, светлых и темных нефтепродуктов, нефти, масел, конденсата, в том числе в смеси с водой из технологических сетей (трубопроводов) и аппаратов на время ремонта установок на предприятиях нефтеперерабатывающей, нефтехимической и газовой отраслей промышленности. Поэтому существует вероятность возникновения взрывоопасной ситуации.

Согласно ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ Пожарная безопасность. Общие требования данный объект относится к классу взрывопожароопасности категории Б, что предоставляет достаточную опасность. В основном на кустовой площадке не подразумевает наличие людей, тем не менее, взрыв нанесет огромный вред окружающей среде, несет потери для предприятия и задержку в работе объекта. Согласно Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» в качестве предупреждения возникновения взрывоопасной ситуации существует автоматический алгоритм управления при возникновении аварийной ситуации. В первую очередь при появлении угрозы возникновения аварийной ситуации на экран оператора поступает

соответствующая информация об угрозе, зажигается цветовая индикация в месте аварии. Перекрывается доступ подачи углеводородов в емкость. При экстренной необходимости произойдет сброс нефтепродукта в специальную сливную яму для опустошения емкости.

Вывод по разделу «Социальная ответственность»

В данном разделе были проанализированы вредные и опасные факторы и меры, принимаемые в данной работе при проектировании АСУ (автоматизация средств управления) кустовой площадки.

Предлагаемое решение по автоматизации кустовой площадки позволит увеличить надежность работы и скорость реагирования на аварийные ситуации, вследствие чего уменьшить аварийные ситуации. Как следствие повышение социальной ответственности компании перед обществом и окружающей средой. Так же обеспечить безопасность работников при выполнении своих должностных обязательств.

Заключение

В рамках настоящей ВКР выполнено проектирование системы автоматизации кустовой площадки скважинной добычи нефти, которая состоит из следующих логических блоков:

- система автоматизации (СА) замерной установки (ЗУ);
- система автоматизации (СА) скважины с электронасосным агрегатом;
- система автоматизации (СА) блока дозирования реагентов (БДР);
- система автоматизации (СА) блока гребёнки (БГ);
- система автоматизации (СА) аппаратного блока (АБ).

Разработано предложение по модернизации (оптимизации) системы автоматического управления технологического функционирования горизонтальных отстойников, которое разработано на основании анализа функционирования существующей схемы автоматизации. Предложено заменить существующий П-регулятор уровня раздела фаз в ёмкости Е–2 на регулятор, функционирующий по ПИ-закону регулирования, при этом получены оптимальные прямые параметры качества регулирования: перерегулирование $\sigma = 4,71\%$; время регулирования $t_p = 120\text{ с}$. Под предложенный регулятор выбран соответствующий исполнительный орган (двухседельный клапан Ду 300), определённый исходя из нормативного номенклатурного типоразмерного ряда.

Замена регулятора, функционирующего по пропорционально-интегральному закону регулирования, позволяет получить большую скорость регулирования, исключить статические ошибки, стабилизировать и оптимизировать технологический процесс разделения нефтяных и водяных фаз в процессе нефтеподготовки на горизонтальных отстойниках, что крайне важно и актуально для высокодинамических систем.

Список используемых источников

1. Энергетический бюллетень / Аналитический центр при правительстве Российской Федерации: официальный сайт. – Москва. – Стратегии выхода для рынка нефти. – <https://ac.gov.ru> (дата обращения: 25.04.2021) – Текст: электронный.
2. Босиков И.И. Основы разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений: Учебное пособие / И.И. Босиков. – Владикавказ: Северо-Кавказский горнометаллургический институт (государственный технологический университет). – ИПЦ ИП Цопановой А.Ю., 2021. – 322с.
3. Энергопотребление и энергоэффективность добычи нефти: Учебное пособие / В.Н. Ивановский [и др.]. Под ред. В.Н. Ивановского. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2019. – 257 с.
4. Снарев А.И. Выбор и расчет оборудования для добычи нефти: Учебное пособие / А.И. Снарев. – М.: Инфра-Инженерия, 2019. — 216 с.
5. Современные технологии интенсификации добычи высоковязкой нефти и оценка эффективности их применения : Учебное пособие / Д. Г. Антониади [и др.]. – М.: Инфра-Инженерия, 2019. – 420 с.
6. Цидаев Б.С. Основы нефтегазового дела: Учебное пособие / Б.С. Цидаев, В.И. Голик, В.А. Атрушкевич. – Владикавказ: Северо-Кавказский горнометаллургический институт (государственный технологический университет); Терек, 2019. – 116 с.
7. Деговцов А.В. Машины и оборудование для добычи нефти и газа: Лабораторный практикум / А.В. Деговцов, А.А. Сабиров, А.В. Булат. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина, 2018. – 79 с.
8. ИТС 28-2017 Добыча нефти: Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. – М.: Бюро НТД, 2017. – 281 с.

9. Гридин, В.А. Геология нефти и газа: Учебное пособие (лабораторный практикум) / В.А. Гридин, Е.Ю. Туманова. – Ставрополь: Изд-во СКФУ, 2018. – 150 с.
10. Рыбин А.А. Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов. Часть 3. Оборудование для эксплуатации и ремонта нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие / А.А. Рыбин, Д.И. Шишлянников, С.В. Воробель. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2018. – 208 с.
11. Горшкова О.О. Основы автоматизации технологических процессов : Учебник / О.О. Горшкова. – Стерлитамак: Агентство международных исследований, 2018. – 195 с.
12. Проблемы автоматизации технологических процессов добычи, транспорта и переработки нефти и газа: Сборник трудов VI научно-технической конференции. Том 2 / В.А. Шабанов [и др.]. – Уфа: УГНТУ, 2017 – 246 с.
13. Хакимьянов М И. Управление электроприводами скважинных насосных установок: Монография / М.И. Хакимьянов. – Уфа, 2017. – 137 с.
14. Проблемы автоматизации технологических процессов добычи, транспорта и переработки нефти и газа: Сборник трудов IV Всероссийской заочной научно-практической интернет-конференции (8 апреля 2016 г.). Том 1 / А.П. Веревкин [и др.]. – Уфа: УГНТУ, 2016.
15. СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015. Автоматизированные системы управления технологическими процессами добычи нефти и газа. Общие требования: СТО (Стандарт организации) / ЛУКОЙЛ. – ПАО ЛУКОЙЛ, 2015. – 150 с.
16. Тынчеров К.Т. Основы автоматизации технологических процессов нефтегазового производства: Учебное пособие / К.Т. Тынчеров. – Уфа: РИЦ УГНТУ, 2015. – 370 с.
17. Рыбалев А.Н. Электропривод и автоматизация: Лабораторный практикум / А.Н. Рыбалев. – Благовещенск: Амурский государственный университет (АмГУ), 2021. – 68 с.

18. Проектирование систем и средств автоматизации и управления: Учебное пособие / О.В. Дмитриева [и др.]. – Курган: Курганский государственный университет, 2019. – 112 с.

19. Системы управления технологическими процессами и информационные технологии: Учебное пособие / В.В. Троценко [и др.]. – 2-е издание, исправлено и дополнено – М.: Юрайт, 2019. – 136 с.

20. Глебов Н.А. Автоматизация производственных процессов в нефтегазовой отрасли: Учебное пособие / Н.А. Глебов. – Юж.-Рос. гос.техн. ун-т. Новочеркасск: ЮРГТУ(НПИ), 2011. – 172 с.

21. Автоматизация технологических процессов добычи и подготовки нефти и газа: Учебное пособие для вузов / Е.Б. Андреев [и др.]. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008. – 399 с.

22. Новые технологии и современное оборудование в электроэнергетике нефтегазовой промышленности: Монография / У.В. Белоусенко [и др.]. – М.: Недра – Бизнесцентр, 2007. – 478 с.

23. Андреев Е.Б. Технические средства систем управления технологическими процессами в нефтегазовой промышленности: Учебное пособие / Е.Б. Андреев, В.Е. Попадько. – М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2010. – 269 с.

ВЕДОМОСТЬ РАБОЧИХ ЧЕРТЕЖЕЙ ОСНОВНОГО КОМПЛЕКТА

Лист	Наименование	Примечание
1	Общие данные.	Приложение А
2	Технологическая схема со схемой автоматизации.	Приложение Б
3	Схема автоматизации установки "ОЗНА-Импульс". (на 2 л.)	Приложение В
4	Схема автоматизации скважины с ЭЦН.	Приложение Г
5	Схема автоматизации БДР. (на 2 л.)	Приложение Д
6	Схема автоматизации блока гребенки БГ.	Приложение Е
7	Схема автоматизации аппаратурного блока.	Приложение Ж
8	"ОЗНА-ИМПУЛЬС".	Приложение З
	Схема соединений внешних проводов (на 2 л.)	
9	Скважина с ЭЦН. Схема соединений внешних проводов (на 3 л.)	Приложение И
10	БДР. Схема соединений внешних проводов	Приложение К
11	Блок гребенки БГ.	Приложение Л
	Схема соединений внешних проводов (на 3 л.)	
12	Аппаратурный блок. Схема соединений внешних проводов	Приложение М
13	Уровень. Схема соединений внешних проводов	Приложение Н
14	Схема электрическая принципиальная измерения давления.	Приложение О
15	Топология сети на основе интерфейса RS-485.	Приложение П
16	Схема подключения к контроллеру ТК 84 м1 и ССТ-М. (на 4 л.)	Приложение Р
17	Таблица соединений внешних проводов (на 29 л.)	Приложение С
18	Сводный план инженерных сетей	Приложение У

ВЕДОМОСТЬ ССЫЛОЧНЫХ И ПРИЛАГАЕМЫХ ДОКУМЕНТОВ

Обозначение	Наименование	Примечание
	<u>Прилагаемые документы</u>	
ФЮРА.425280.019.СО	Спецификация оборудования, (на 6 л.)	Приложение Т
	изделий и материалов	

Инв.№ подл. Подпись и дата

Взам. инв.№

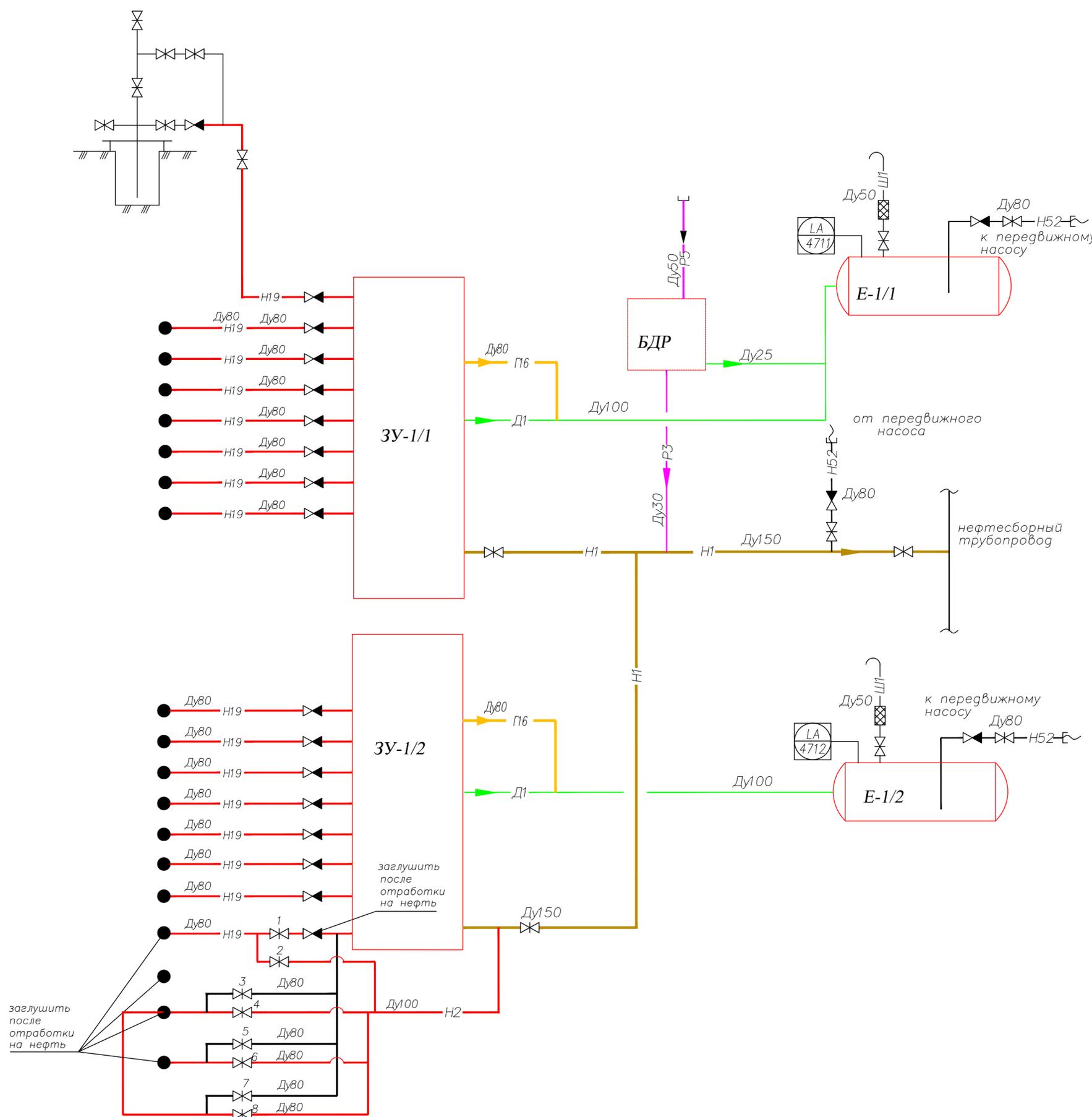
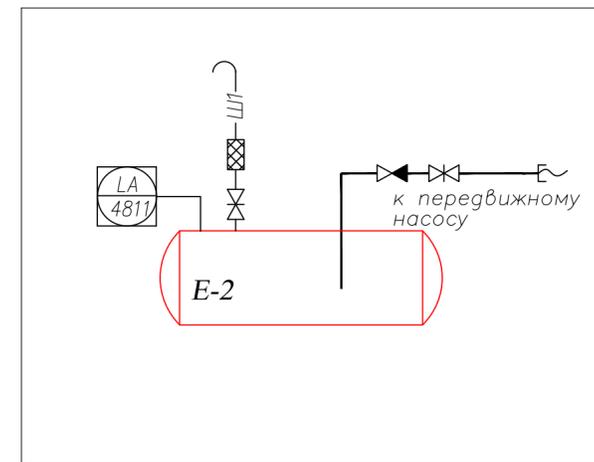
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подпись	Дата				
						ФЮРА.425280.001			
						Обустройство нефтяного месторождения. Кустовая площадка N1			
						Приложение А Куст скважин N 1	Стадия Р	Лист 1	Листов 19
						Общие данные.	ТПУ ОАР ИШИТР гр. 3-8Т61		

Экспликация оборудования и аппаратуры

Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примеч.
ЗУ-1/1,2	Замерная установка			
	"ОЗНА-ИМПУЛЬС"-1-1-0300-08	2	Q= 300 м ³ /сут. P=4,0 МПа	ОАО "АК ОЗНА"
БГ-1	Блок гребенки			г. Октябрьский
	БГ-20-80-4-С-Т-3-В-2-0-1-1	1	Q= 1000 м ³ /сут. P=20МПа	ОАО "Нефтемаш"
БДР	Блок дозирования			г. Тюмень
	реагентов "ОЗНА-ДОЗАТОР" БДР-10/2	1	Q=10л/час; P=10,0МПа	ОАО "АК ОЗНА"
Е-1/1,2	Дренажная емкость			г. Октябрьский
	ЕП 2001.30.00.000-02	2	V=8м ³ ; P=0,07МПа	ОАО "Нефтемаш"
				г. Тюмень

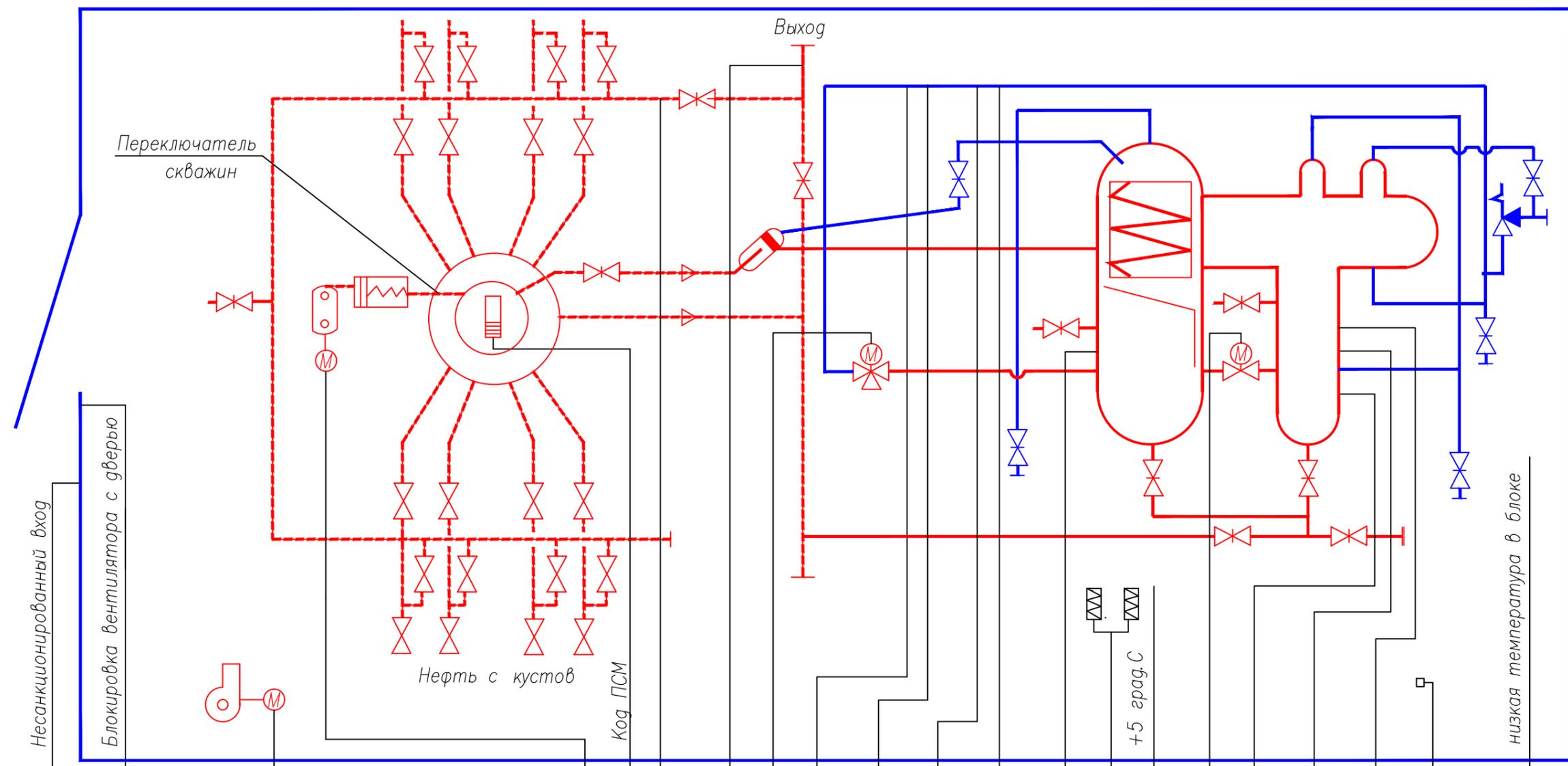
Экспликация трубопроводов

Обозначение	НАИМЕНОВАНИЕ
Н1	Нефтепровод выхода нефти из ЗУ
Н2	Байпасная линия от скважин на нефтесборный коллектор
Н19	Выкидные нефтепроводы из скважин
Н52	Откачка жидкости из емкости
Р3	Ингибитор коррозии и солеотложения
Ш1	Воздушка
Д1	Дренаж



						ФЮРА 425280.002				
						Обустройство нефтяного месторождения. Кустовая площадка N1				
Изм.	Кодуч.	Лист	Ирек.	Подпись	Дата	Приложение Б Куст скважин N 1		Стадия Р	Лист 2	Листов 1
						Технологическая схема и схема автоматизации.		ТПУ ОАР ИШИТР гр. 3-8Т61		

ИНВ. НПОДЛ. Подпись и дата. Взамен инв.



Приборы по месту	GA SQ5*	GS SQ6*	PISA B8 ^H _L	PI 2111	PT B3*	PI*	TT B5*	TI*	PT B1*	TS BK2 ^H _L	PT B2*	TT B4*	TI*	QSA B7*	TA 1111 _L
Аппаратурный блок поз. 5.1 (5.2)	Шкаф силовой	NS*													
	Контроллер RTU-188	Сигнализ.	Измерение	Управление											
ДП	Сигнализация	Положение ПСМ, низкое давление вых., Низкая температура в блоке, несанкционированный вход													
	Измерение	Давление вых., расход нефти, расход газа													
	Управление	ПСМ													

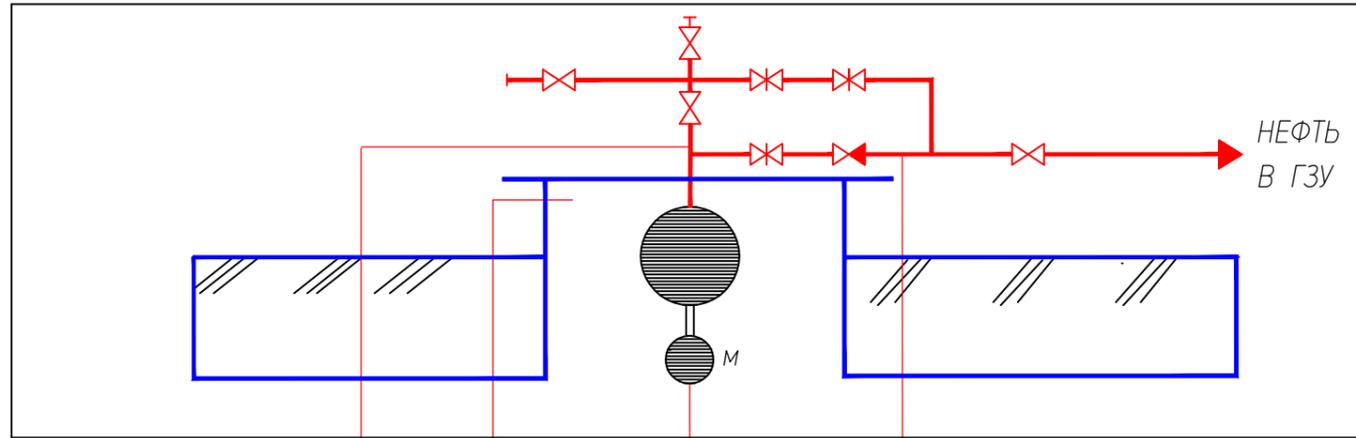
— Газ
— Нефть

Инв.№ подл. Подпись и дата. Взам. инв.№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

ФЮРА 425280.003

СПЕЦИФИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ



Поз.	Наименование	Кол.	Примечание
PISA 20013	Манометр сигнализирующий ДМ 2005Сг1	1	
PI 20011	Манометр показывающий МП4-У	2	
PI 20012			

1. Схема автоматизации выполнена для 1-ой скважины и аналогична для других с заменой позиций согласно таблице применимости см. лист 9.
2. Полный перечень контролируемых технологических параметров и сигналов управления контроллером станции управления Электон-04 лист 15.

						ФЮРА 425280.004				
						Обустройство нефтяного месторождения. Кустовая площадка N1				
Изм.	Кол.уч.	Лист	Игол	Подпись	Дата					
						Приложение Г Куст скважин N 1		Стадия Р	Лист 4	Листов 1
						Схема автоматизации скважины с ЭЦН		ТПУ ОАР ИШИТР гр. 3-8Т61		

Приборы по месту	PI 20011	PI 20012	PISA 20013 ^H
Станция упр-я Электон-04	Контроллер ЦТКД.012.12 RS485		
Аппар-ный блок поз. 5.1 Контроллер ТК 84м1	Сигнализация	—	—
	Измерение	—	—
	Управление	—	—
Диспетчерский пункт	Сигнализация	—	—
	Измерение	—	—
	Управление	—	—

Инв.Н подл. Подпись и дата. Взам. инв.Н

СПЕЦИФИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

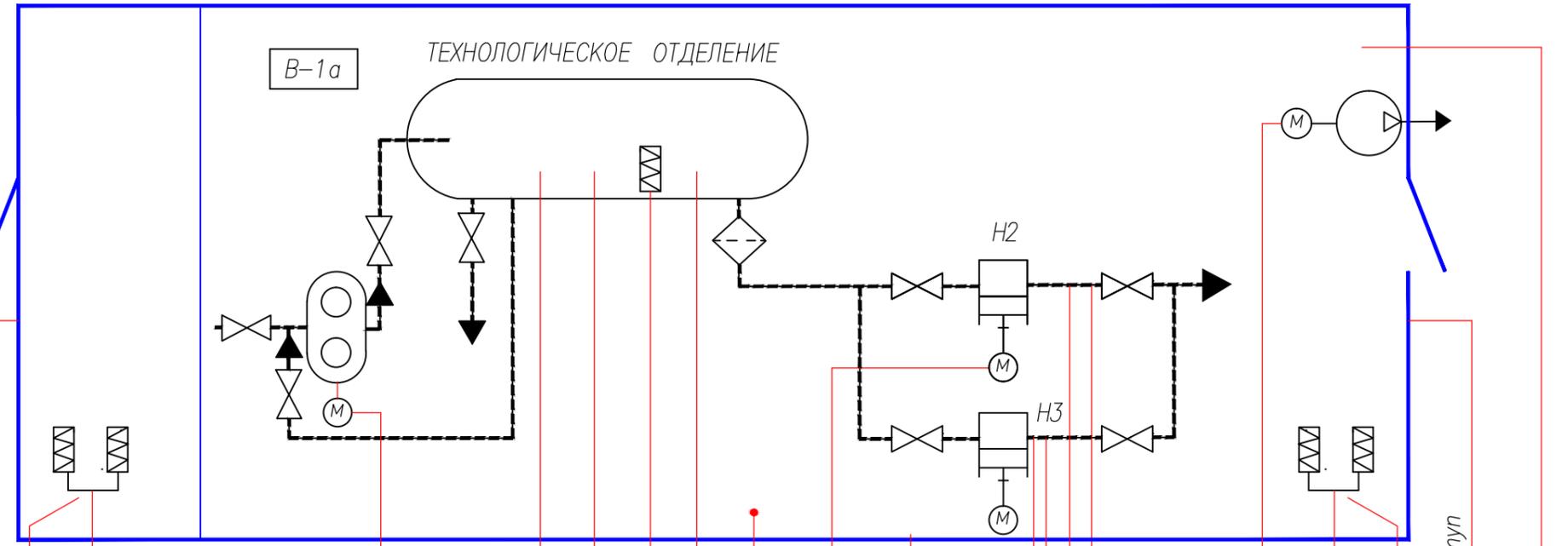
Поз.	Наименование	Кол.	Примечание
TISA B2	Термопреобразователь сопротивления ТСМУ 9418	1	Комплектно с установкой
TS BK1	Термопреобразователь сопротивления Метран-254	2	
TS BK2			
PISA SP1	Манометр показывающий сигнализирующий	2	
PISA SP2	взрывозащищенный ДМ2005Cr1		
PI SP3	Датчик давления МИДА-ДИ	2	
PI SP4			
LS SL1	Сигнализатор уровня СУ-2	1	
LISA B1	Датчик уровня ПМП-062	1	
QSA B14	Датчик сигнализатора загазованности СТМ-10	1	
GA S1	Выключатель путевой взрывозащищенный ВПВ-1А	1	
GA S2	Извещатель охранной ИО-102-20	1	

Схема выполнена на основании чертежей на блок дозирования реагента БДР
 БДР1.00.00.000-11-Э6 Схема электрическая соединений

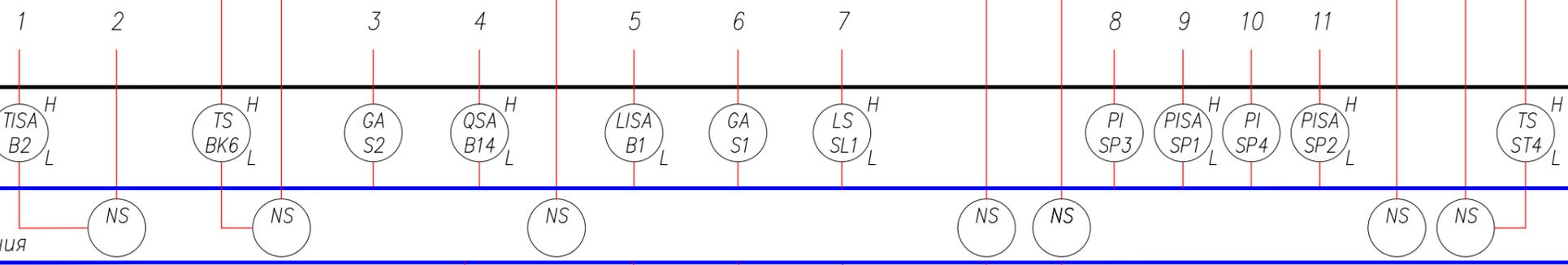
Инв.№ подл. Подпись и дата Взам. инв.№

						ФЮРА.425280.005			
						Обустройство нефтяного месторождения. Кустовая площадка N1			
Изм.	Кол.уч.	Лист	Игол	Подпись	Дата				
						Приложение Д Куст скважин N 1	Стадия Р	Лист 5	Листов 2
						Схема автоматизации БДР.	ТПУ ОАР ИШИТР гр. 3-8Т61		

Инв.№ подл. Подпись и дата. Взам. инв.№



3 Управление обогревом
 Управление насосом
 7 1 2 5 4 Управление обогревом
 Загазованность
 Управление насосом
 Управление насосом
 8 9 10 11
 Управление вентилятором
 Управление обогревом
 Несанкционированный доступ
 6 3



Приборы по месту	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
	TISA B2 ^H _L	TS BK6 ^H _L	GA S2	QSA B14 ^H _L	LISA B1 ^H _L	GA S1	LS SL1 ^H _L	PI SP3	PISA SP1 ^H _L	PI SP4	PISA SP2 ^H _L	TS ST4 ^H _L
Аппаратный блок поз. 5.1 Контроллер ТК 84м1	Шкаф управления											
	Сигнализация											
	Измерение											
Диспетчерский пункт	Управление											
	Сигнализация											
	Измерение											
	Управление											

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

ФЮРА 425280.005

СПЕЦИФИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

Поз.	Наименование	Кол.	Примечание
TS 1411	Датчик-реле температуры взрывобезопасный T21BM	1	Комплектно с установкой
PI 2412... ...PI 2416	Манометр показывающий МП4-У	5	
FQI 3411... ...FQI 3414	Датчик расхода ДРС	4	
GA 5411	Выключатель путевой взрывозащищенный ВПВ-1А	1	
PIA 2411	Датчик давления взрывозащищенный Метран-55-Вн-ДИ	1	

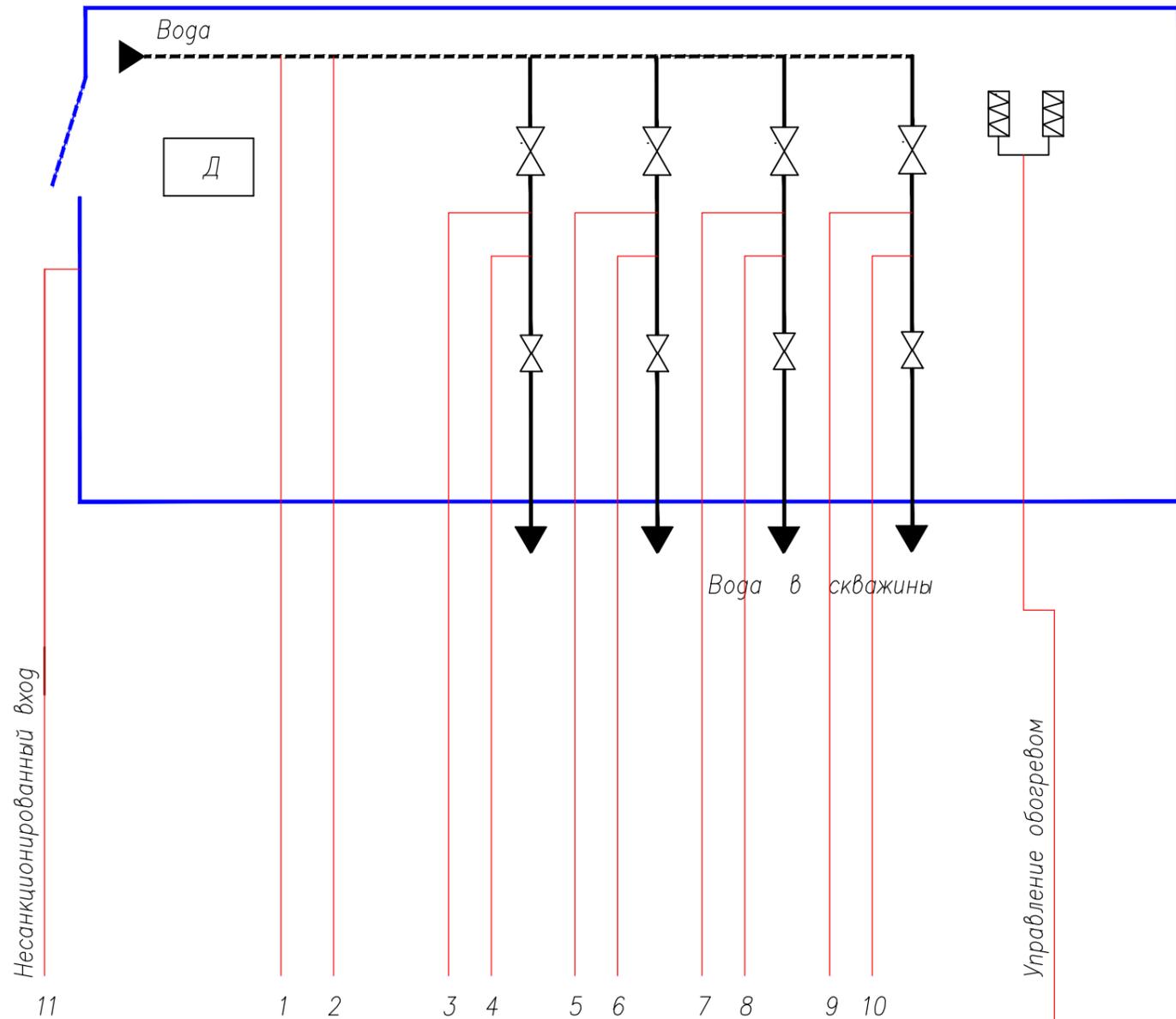
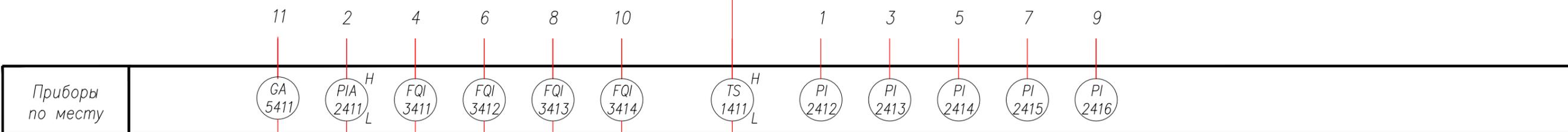


Схема выполнена на основании чертежей на блок гребенки БГ 8102М-1.09.00.000-02 Э4 Схема электрическая соединений



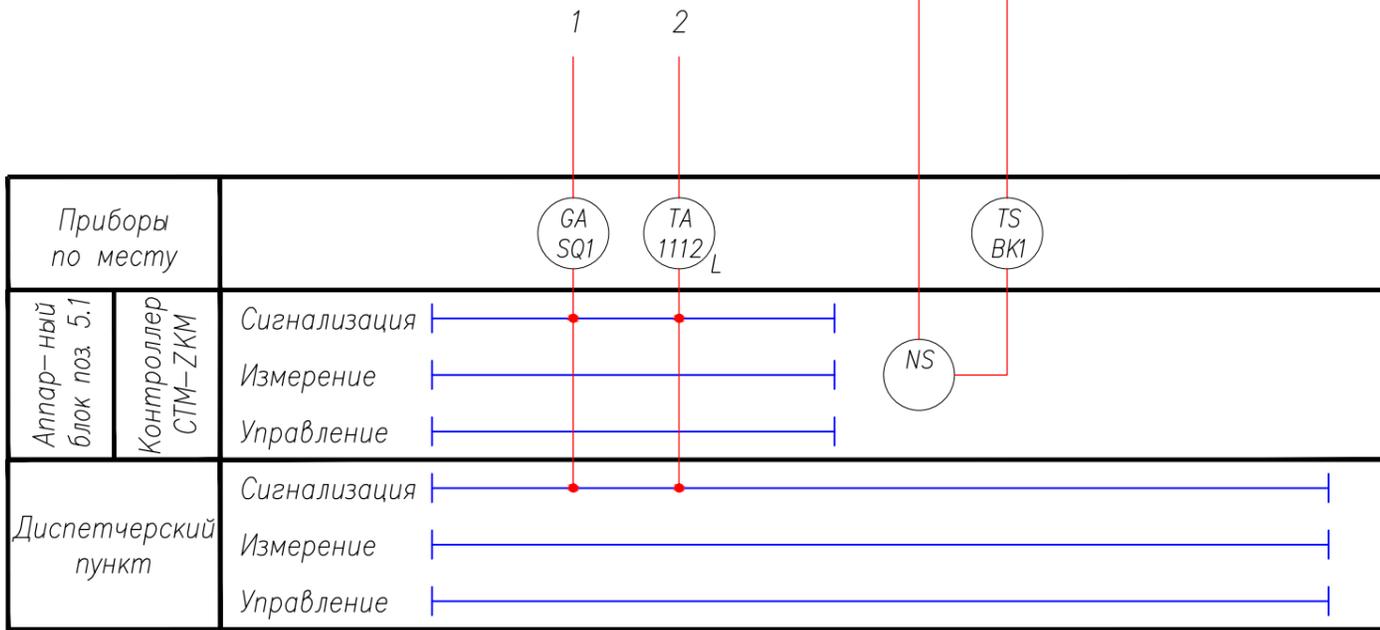
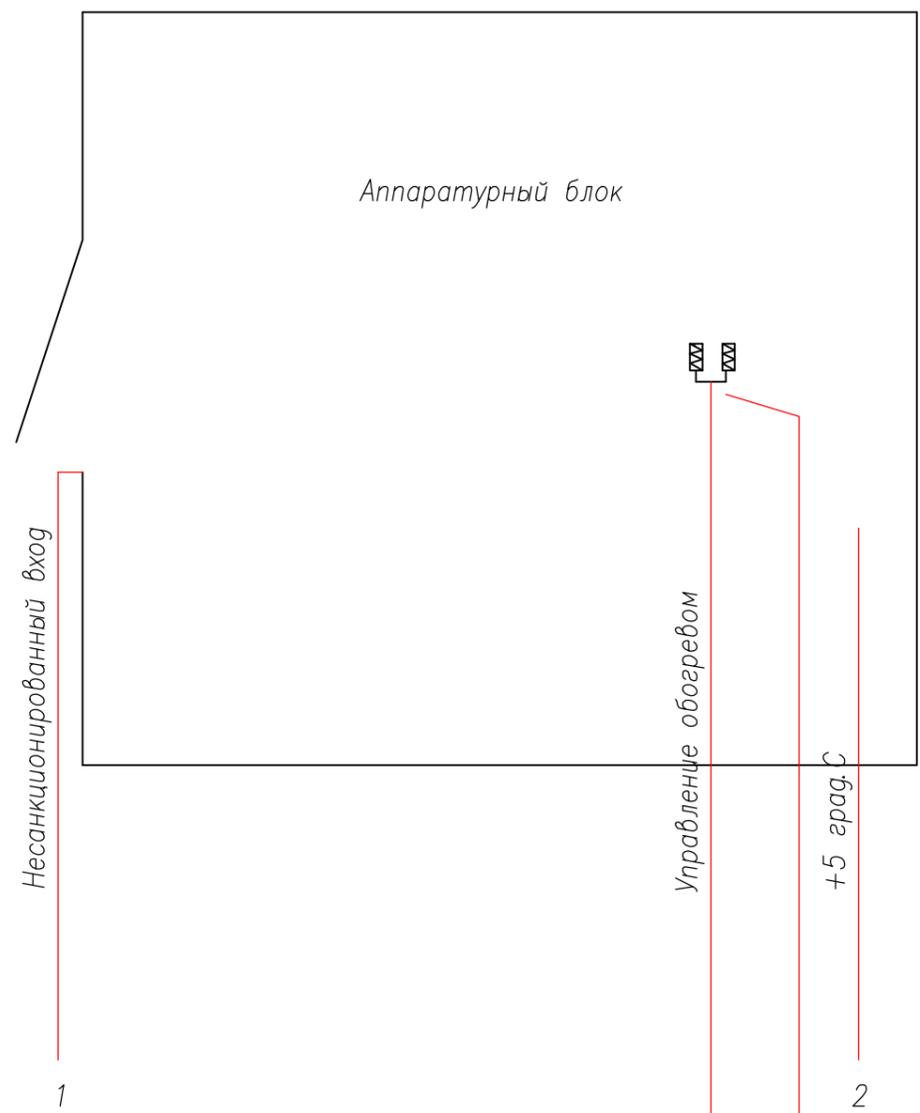
Приборы по месту	11	2	4	6	8	10	1	3	5	7	9
Шкаф силовой							NS				
Аппаратный блок поз. 5.1 Контроллер ТК 84м1	Сигнализация	•	•	•	•	•					
	Измерение		•	•	•	•					
	Управление										
Диспетчерский пункт	Сигнализация	•	•	•	•	•					
	Измерение		•	•	•	•					
	Управление										

Изм.	Кол.уч.	Лист	Ндок	Подпись	Дата
ФЮРА.425280.006					
Обустройство нефтяного месторождения. Кустовая площадка N1					
Приложение E Куст скважин N 1					
Схема автоматизации блока гребенки БГ.					
			Стадия	Лист	Листов
			P	6	1
				ТПУ ОАР ИШИТР гр. 3-8Т61	

Инв.Н подл. Подпись и дата. Взам. инв.Н

СПЕЦИФИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

Поз	Наименование	Кол.	Примечание
ТА 1112	Датчик-реле температуры ДТКБ-53	1	
ВК1	Датчик-реле температуры ДТКБ-53	1	комплектно с блоком
SQ1	Извещатель охранный ИО-102-20	1	



Управление обогревом выполнено заводом-изготовителем.
 Схема дана на аппаратурный блок поз.5.1, на поз 5.2 схема аналогична.

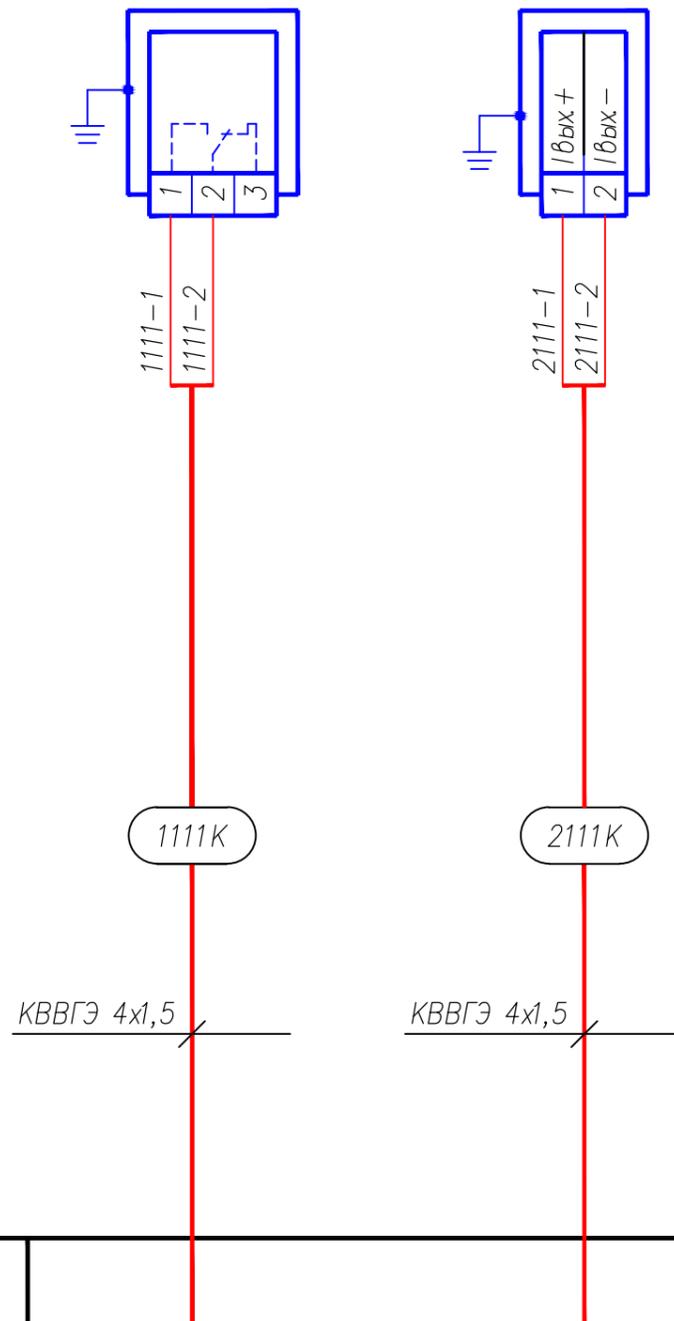
						ФЮРА 425280.007				
						Обустройство нефтяного месторождения. Кустовая площадка N1				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подпись	Дата	Приложение Ж Куст скважин N 1		Стадия	Лист	Листов
						Схема автоматизации аппаратурного блока.		Р	7	1
						ТПУ ОАР ИШИТР гр. 3-8Т61				

Инв.№ подл. Подпись и дата

Взам. инв.№

СПЕЦИФИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

Наименование параметра, измеряемая среда и место установки датчика или отбора импульса	Технологический блок поз. 4.1	
	Воздух	Выходной коллектор
	Температура в блоке	Давление (измерение)
Обозначение чертежа установки		ТМ14-2-1-03
Поз. обозначение	ТА 1111	PI 2111
Тип прибора, механизма	T21BM	Метран-55-Вн-ДИ



Поз.	Наименование	Кол.	Примечание
TI 1111	Двухпозиционный датчик-реле температур	2	
TI 1211	взрывозащищенный T21 BM		
PI 2111	Датчик давления взрывозащищенный	2	
PI 2211	Метран-55-Вн-ДИ		
	Кабели контрольные экранированные КВВГЭ сечением 4x1,5	-	Учтено в спецификации

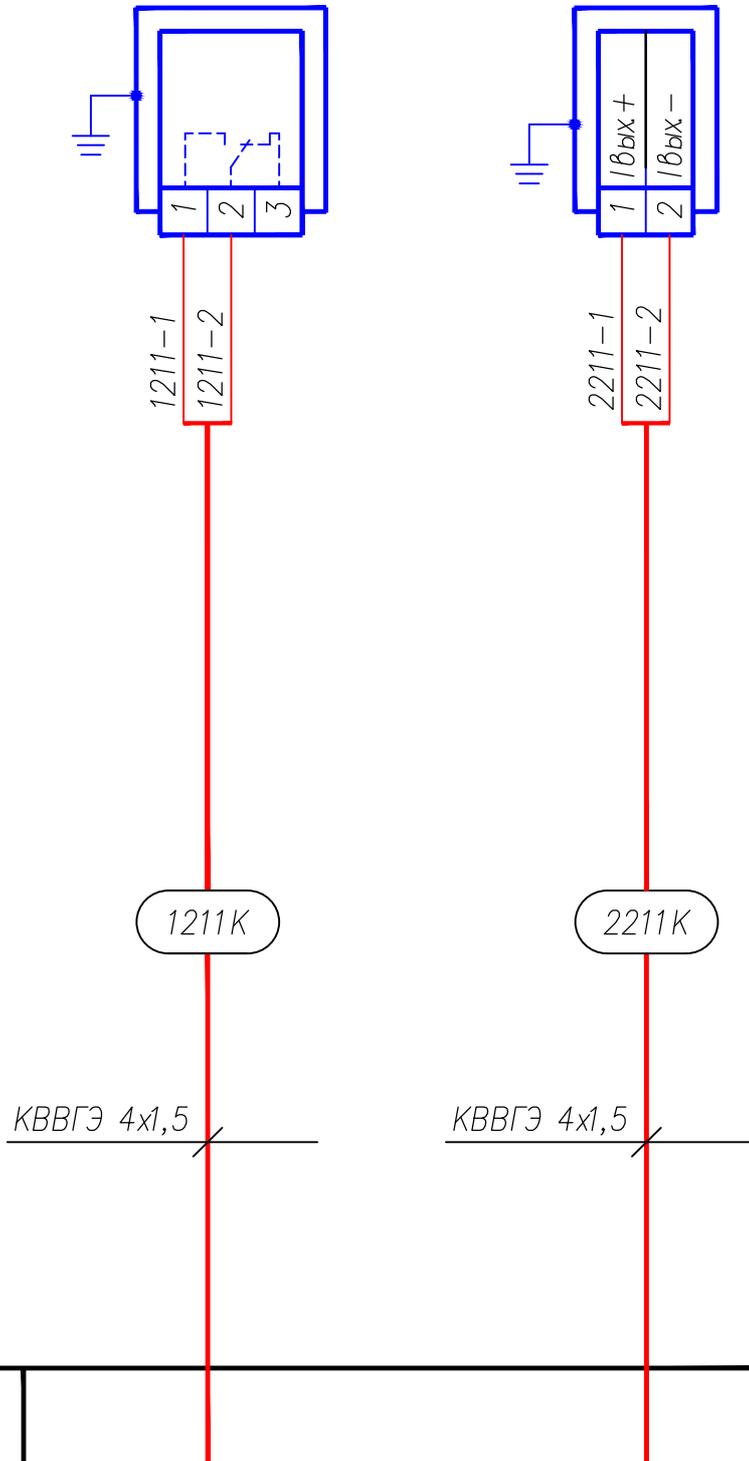
Инв.№ подл. Подпись и дата

Взам. инв.№

Аппаратурный блок поз. 5.1

						ФЮРА 425280.008				
						Обустройство нефтяного месторождения. Кустовая площадка N1				
Изм.	Кол.уч.	Лист	Ндок	Подпись	Дата	Приложение 3 Куст скважин N 1		Стадия P	Лист 8	Листов 2
						"ОЗНА-Импульс". Схема соединений внешних проводов		ТПУ ОАР ИШИТР гр. 3-8Т61		

наименование параметра, измеряемая среда и место установки датчика или отбора импульса	Технологический блок поз. 4.2	
	Воздух	Выходной коллектор
	Температура в блоке	Давление (измерение)
Обозначение чертежа установки		TM14-2-1-03
Поз. обозначение	TA 1211	PI 2211
Тип прибора, механизма	T21BM	Метран-55-Вн-ДИ



Аппаратурный блок поз. 5.1

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	ФЮРА.425280.008	Лист
							2

ИНО.И. ПОДЛ. ПОДПИСЬ И ДАТА ВЗСМ. ИНО.И.

СПЕЦИФИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

Поз.	Наименование	Кол.	Примечание
PI 20011	Манометр показывающий МП4-У-6,0	38	
...			
PI 20192			
PISA 20013	Манометр сигнализирующий ДМ 2005Сз1Ех	19	
...			
PISA 20193			
2К1...2К18	Коробка соединительная КП12-13 ХП1	18	
	ТУ 16-685.032-86		
	Кабель контрольный ГОСТ 1508-78 КВВГ 4х1.5	-	Учтено в спецификации
	Кабель экранированный витая пара МКЭКШВ 2х2х0,75	-	Учтено в спецификации
	Труба ГОСТ 3262-75 ТСВ20х2,8	57	

1. Схема соединений внешних проводов для скважин N1,N2 аналогична схеме соединений внешних проводов скважин N3...19 с учетом таблицы применимости.
2. Количество материалов и изделий в спецификации дано для всех скважин с ЭЦН.

Инв.№ подл. Подпись и дата. Взам. инв.№

						ФЮРА.425280.009		
						Обустройство нефтяного месторождения. Кустовая площадка N1		
Изм.	Кол.уч.	Лист	Игол	Подпись	Дата			
						Приложение И Куст скважин N 1		Стадия Р
								Лист 9
								Листов 3
						Скважина с ЭЦН. Схема соединений внешних проводов		ТПУ ОАР ИШИТР гр. 3-8Т61

ТАБЛИЦА ПРИМЕНИМОСТИ

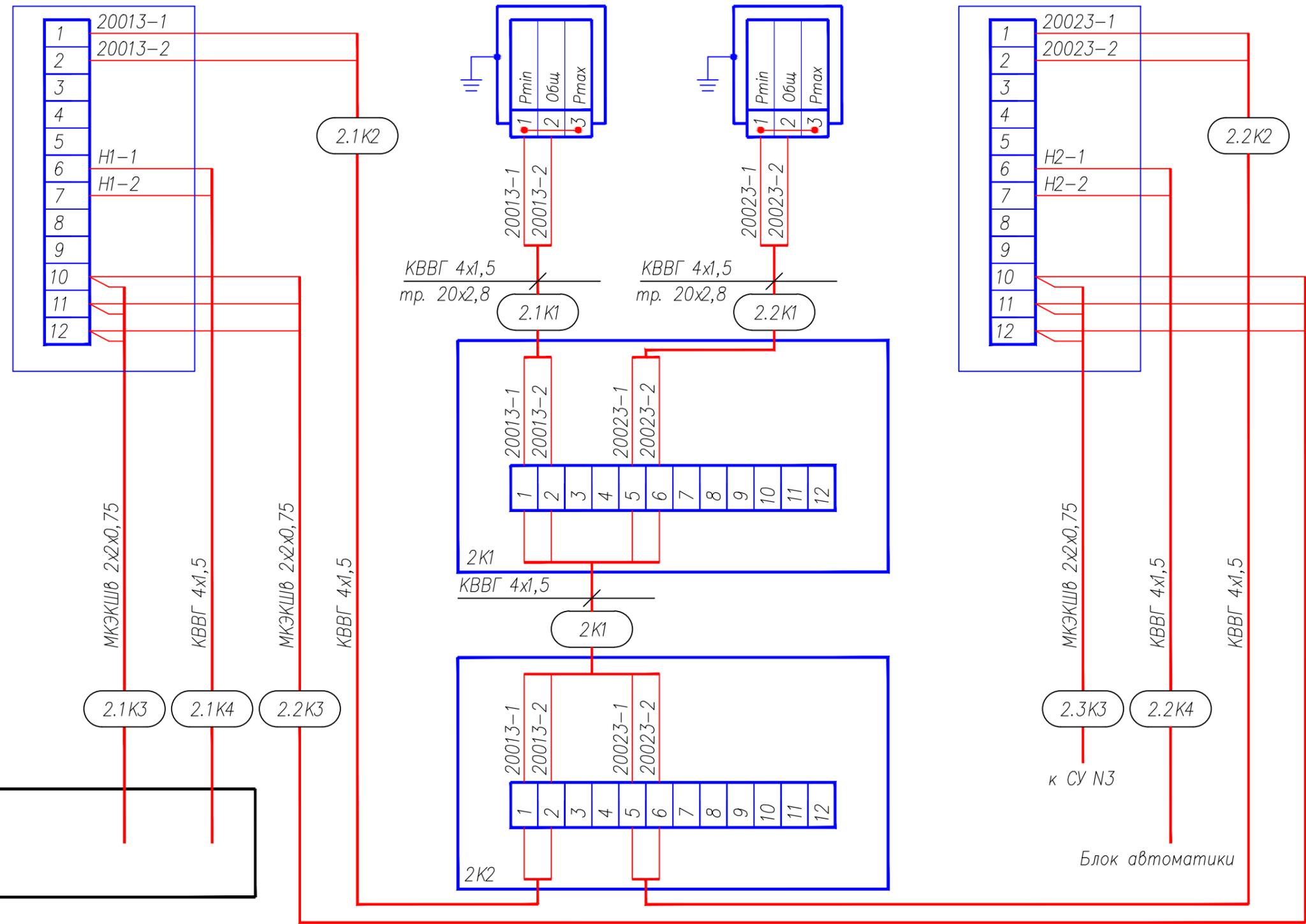
номер скважины																					
	N1	N2	N3	N4	N5	N6	N7	N8	N9	N10	N11	N12	N13	N14	N15	N16	N17	N18	N19		
Позиция	МП4-У		20011	20021	20031	20041	20051	20061	20071	20081	20091	20001	20111	20121	20131	20141	20151	20161	20171	20181	20191
			20012	20022	20032	20042	20052	20062	20072	20082	20092	20002	20112	20122	20132	20142	20152	20162	20172	20182	20192
	ДМ2005		20013	20023	20033	20043	20053	20063	20073	20083	20093	20003	20113	20123	20133	20143	20153	20163	20173	20183	20193
станции управл.			СУ.N1	СУ.N2	СУ.N3	СУ.N4	СУ.N5	СУ.N6	СУ.N7	СУ.N8	СУ.N9	СУ.N10	СУ.N11	СУ.N12	СУ.N13	СУ.N14	СУ.N15	СУ.N16	СУ.N17	СУ.N18	СУ.N19
номер кл. кор.	2К1,2К2		2К3,2К4		2К5,2К6		2К7,2К8		2К9,2К10		2К11,2К12		2К13,2К14		2К15,2К16		2К17,2К18				
номер трассы	2.1К1	2.2К1	2.3К1	2.4К1	2.5К1	2.6К1	2.7К1	2.8К1	2.9К1	2.10К1	2.11К1	2.12К1	2.13К1	2.14К1	2.15К1	2.16К1	2.17К1	2.18К1	2.19К1		
	2.1К2	2.2К2	2.3К2	2.4К2	2.5К2	2.6К2	2.7К2	2.8К2	2.9К2	2.10К2	2.11К2	2.12К2	2.13К2	2.14К2	2.15К2	2.16К2	2.17К2	2.18К2			
	2.1К3	2.2К3	2.3К3	2.4К3	2.5К3	2.6К3	2.7К3	2.8К3	2.9К3	2.10К3	2.11К3	2.12К3	2.13К3	2.14К3	2.15К3	2.16К3	2.17К3	2.18К3	2.19К3		
	2К1		2К3		2К5		2К7		2К9		2К11		2К13		2К15		2К17		2К19		
	2.1К4	2.2К4	2.3К4	2.4К4	2.5К4	2.6К4	2.7К4	2.8К4	2.9К4	2.10К4	2.11К4	2.12К4	2.13К4	2.14К4	2.15К4	2.16К4	2.17К4	2.18К4	2.19К4		
Насос	Н-1	Н-2	Н-3	Н-4	Н-5	Н-6	Н-7	Н-8	Н-9	Н-10	Н-11	Н-12	Н-13	Н-14	Н-15	Н-16	Н-17	Н-18	Н-19		

Инв.№ подл. Подпись и дата
Взам. инв.№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

ФЮРА 425280.009

Наименование параметра, измеряемая среда и место установки датчика или отбора импульса	Скважина с ЭЦН N1		Скважина с ЭЦН N2	
	Управление насосом	Нефть	Нефть	Управление насосом
		Давление (сигнализация)	Давление (сигнализация)	
Обозначение чертежа установки		TM14-2-1-03	TM14-2-1-03	
Поз. обозначение	СУ N1	PISA 20013	PISA 20023	СУ N2
Тип прибора, механизма	"Электрон-04"	ДМ 2005Сг1Ех	ДМ 2005Сг1Ех	"Электрон-04"



Аппаратурный блок поз. 5.1

Инв. N подл. Подпись и дата. Взам. инв. N

Изм.	Код.уч.	Лист	N° док.	Подпись	Дата

ФЮРА 425280.009

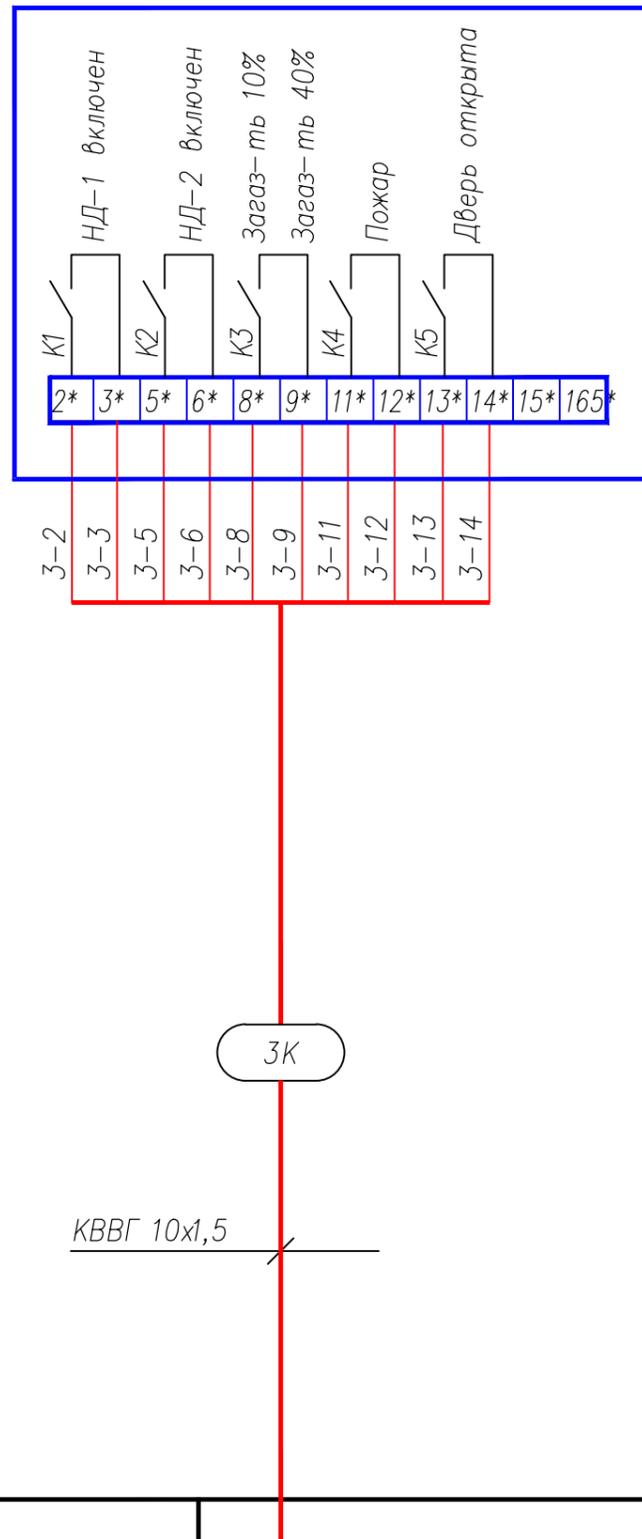
Лист 3

Формат А3

СПЕЦИФИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

Поз.	Наименование	Кол.	Примечание
	Кабель ГОСТ 1508-78	-	Учтено в спецификации
	КВВГ 10х1,5		

Шкаф управления
Блока дозирования химреагентов



Аппаратурный блок поз. 5.1

Схема выполнена на основании чертежей на блок дозирования реагента БДР
БДР1.00.00.000-11-Э6 Схема электрическая соединений

Инв.№ подл. Подпись и дата Взам. инв.№

						ФЮРА 425280.010				
						Обустройство нефтяного месторождения. Кустовая площадка N1				
Изм.	Кол.уч.	Лист	Игол	Подпись	Дата	Приложение К Куст скважин N 1		Стадия Р	Лист 10	Листов 1
						БДР. Схема соединений внешних проводов		ТПУ ОАР ИШИТР гр. 3-8Т61		

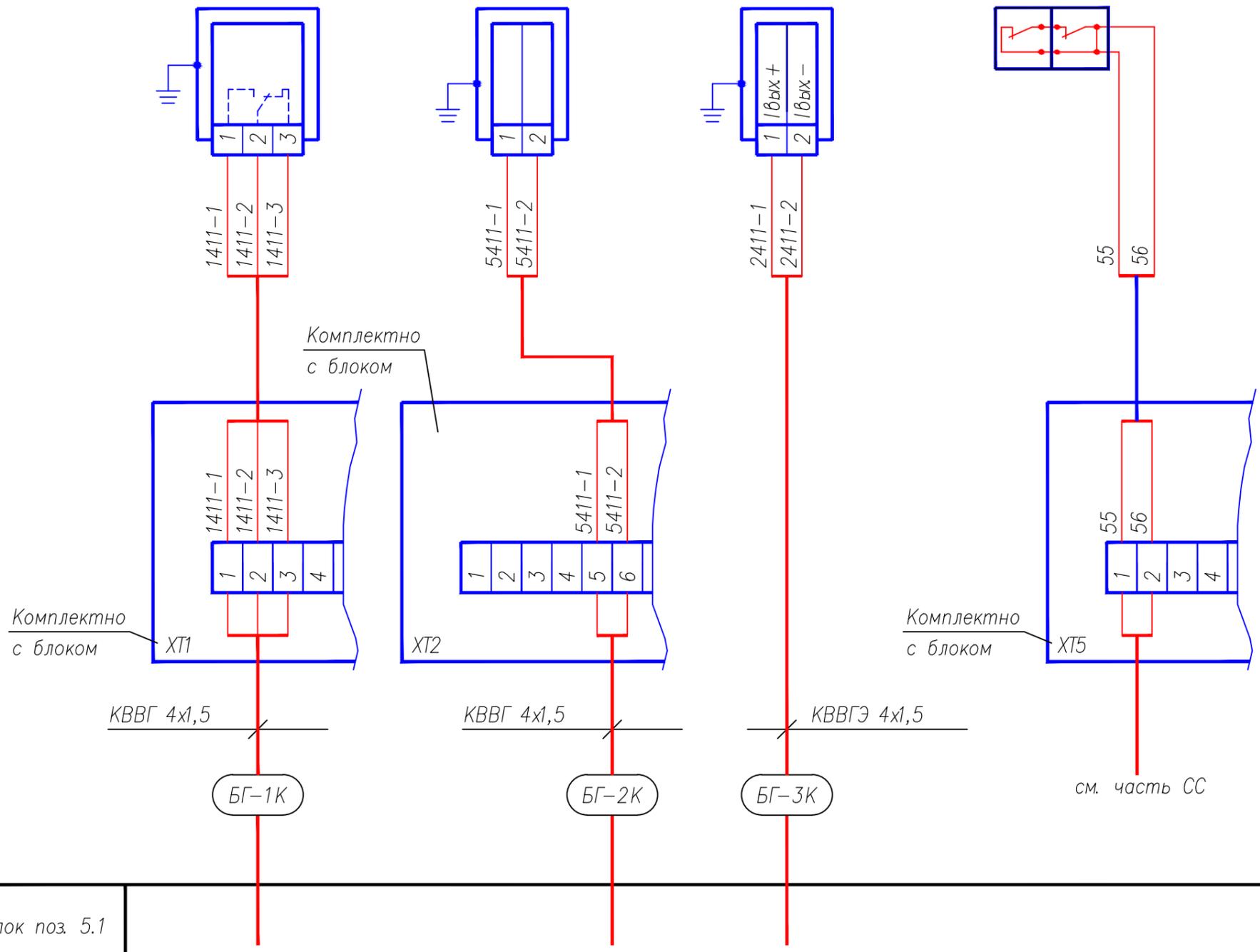
СПЕЦИФИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

Поз.	Наименование	Кол.	Примечание
TS 1411	Датчик-реле температуры взрывобезопасный	1	Комплектно с установкой
	T21BM		
PI 2412...	Манометр показывающий МП4-У	5	
...PI 2414			
FQI 3411...	Датчик расхода ДРС	4	
...FQI 3414			
GA 5411	Выключатель путевой взрывозащищенный ВПВ-1А	1	
PI 2411	Датчик давления взрывозащищенный	1	
	Метран-55-Вн-ДИ		
	Кабель контрольный ГОСТ 1508-78 КВВБГ 4x1.5	-	Учтено в спецификации
	Кабель экранированный ГОСТ 1508-78 КВВГЭ 4x1.5	-	Учтено в спецификации
			КВВГЭ 10x1.5 - Учтено в спецификации

Инв.№ подл. Подпись и дата
Взам. инв.№

						ФЮРА.425280.011				
						Обустройство нефтяного месторождения. Кустовая площадка N1				
Изм.	Кол.уч.	Лист	Индок	Подпись	Дата					
						Приложение Л Куст скважин N 1		Стадия Р	Лист 11	Листов 3
						Блок гребенки БГ. Схема соединений внешних проводов		ТПУ ОАР ИШИТР гр. 3-8Т61		

Наименование параметра, измеряемая среда и место установки датчика или отбора импульса	Блок гребенки			
	Обогрев в блоке	Несанкционированный	вода	
Обозначение чертежа установки	Температура	доступ	Давление (измерение)	Пожар в блоке
Поз обозначение	TS 1411	GA 5411	PI 2411	см. часть СС
Тип прибора, механизма	T21BM	ВПВ-1А	Метран-55-Вн-ДИ	ИП 103



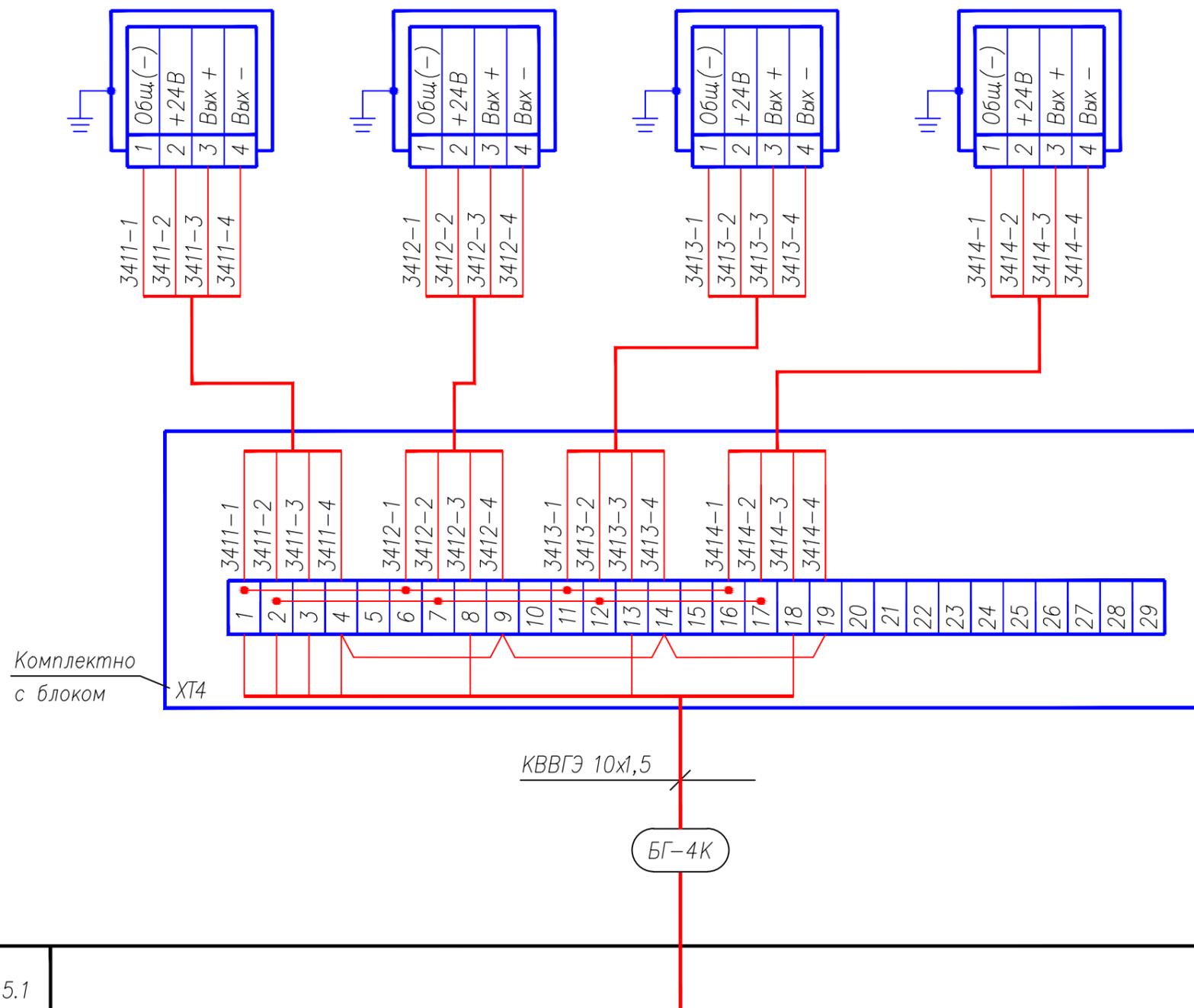
Аппаратурный блок поз. 5.1
 В сх управ-я обогревом

Инв.№ подл. Подпись и дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

ФЮРА 425280.011

Наименование параметра, измеряемая среда и место установки датчика или отбора импульса	Блок гребенки				
	Водовод N1	Водовод N2	Водовод N3	Водовод N4	
Расход жидкости	Расход жидкости	Расход жидкости	Расход жидкости		
Обозначение чертежа установки					
Поз. обозначение	FQI 3411	FQI 3412	FQI 3413	FQI 3414	
Тип прибора, механизма	ДРС	ДРС	ДРС	ДРС	



Аппаратурный блок поз. 5.1

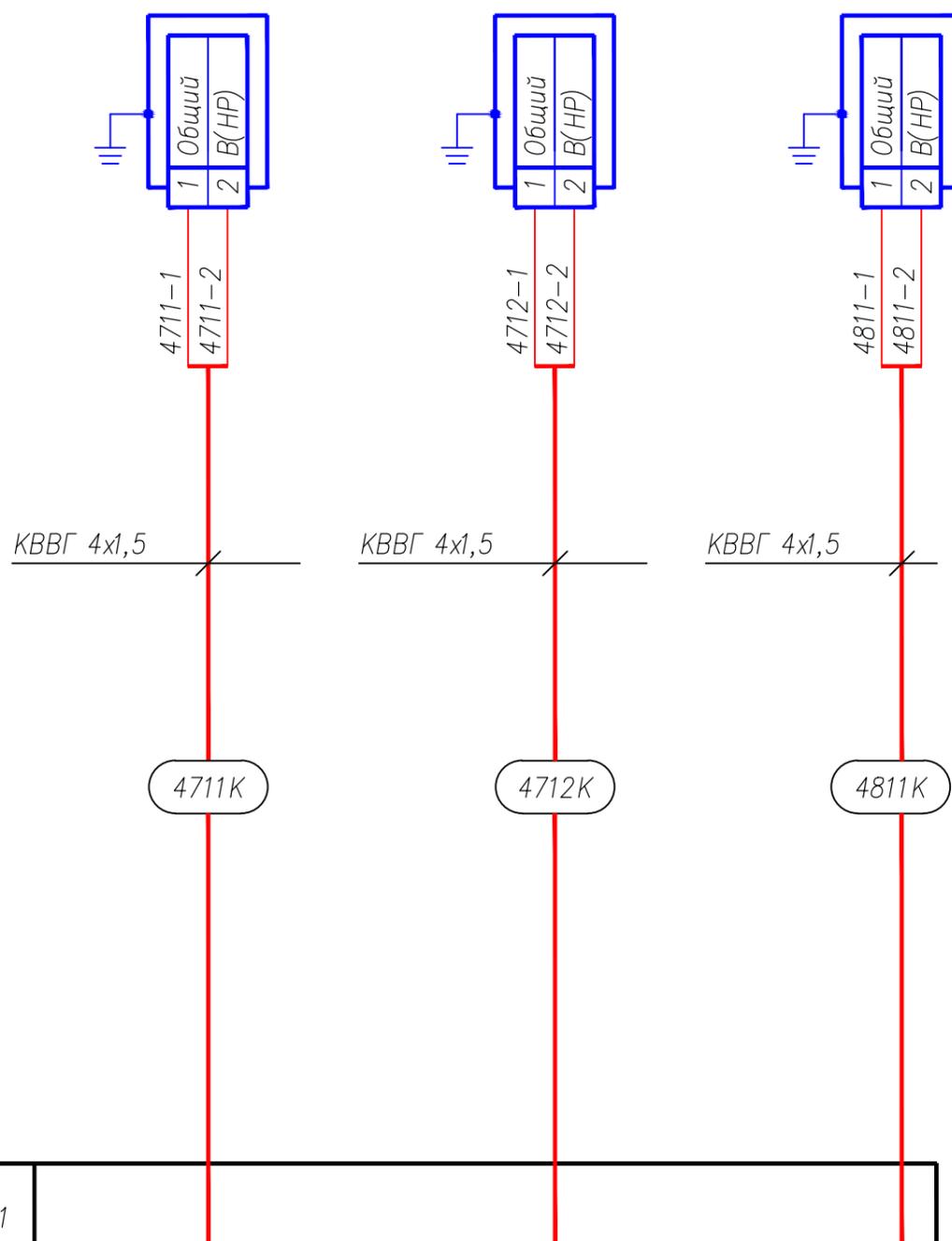
Инв.№ подл. Подпись и дата
Взам. инв.№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

ФЮРА 425280.011

Лист
3

Наименование параметра, измеряемая среда и место установки датчика или отбора импульса	Дренажная емкость	Дренажная емкость	Емкость ливневых стоков
	E-1/1	E-1/2	E-2
Обозначение чертежа установки	Уровень		
Поз. обозначение	LA 4711	LA 4712	LA 4811
Тип прибора, механизма	ПМП-052	ПМП-052	ПМП-052



СПЕЦИФИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

Поз.	Наименование	Кол.	Примечание
LA 4711	Преобразователь магнитный поплавковый ПМП-052	3	
LA 4712			
LA 4811			
	Кабель контрольный ГОСТ 1508-78 КВВГ 4x1.5	-	Учтено в спецификации
	Труба ГОСТ 3262-75 ТСВ 20x2,8	9	

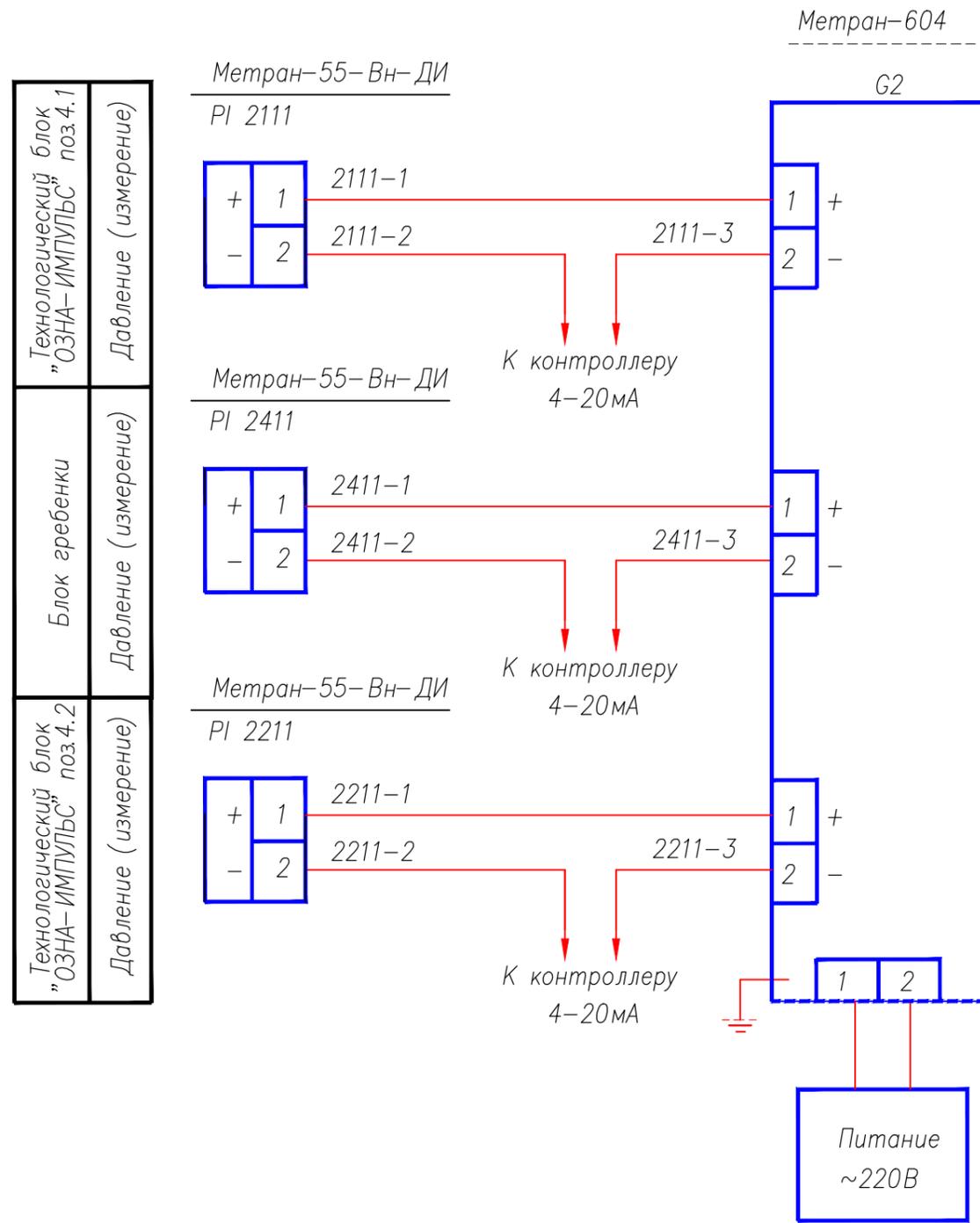
Аппаратурный блок поз. 5.1

						ФЮРА 425280.013				
						Обустройство нефтяного месторождения. Кустовая площадка N1				
Изм.	Кол.уч.	Лист	Ндок	Подпись	Дата	Приложение N Куст скважин N 1		Стадия Р	Лист 13	Листов 1
						Уровень. Схема соединений внешних проводок		ТПУ ОАР ИШИТР гр. 3-8Т61		

Инв.№ подл. Подпись и дата
Взам. инв.№

СПЕЦИФИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

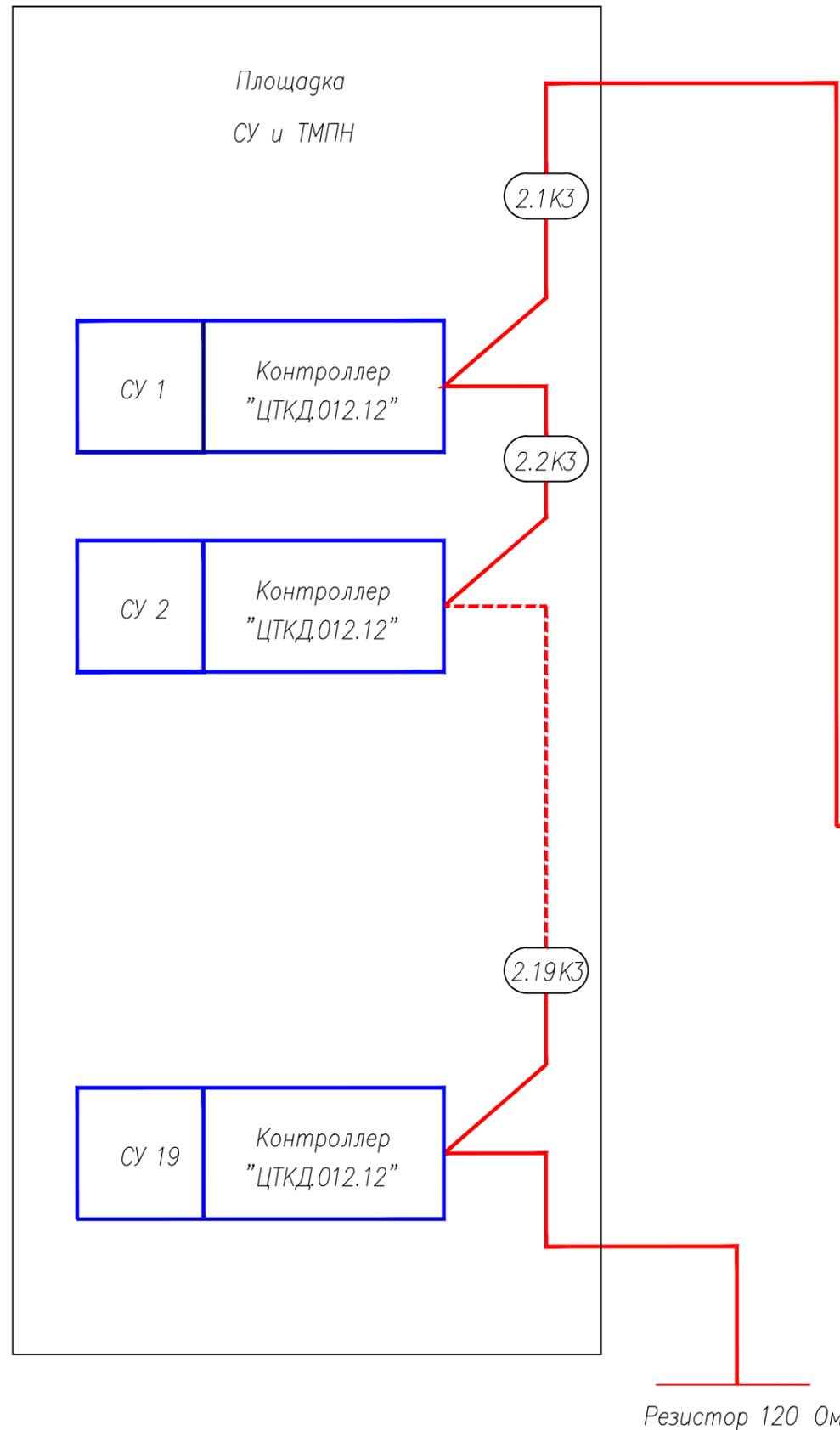
Поз.	Наименование	Кол.	Примечание
PI 2111	Датчик давления взрывозащищенный	3	
PI 2211	Метран-55-Вн-ДИ		
PI 2411			
G2	Блок питания Метран-604	1	



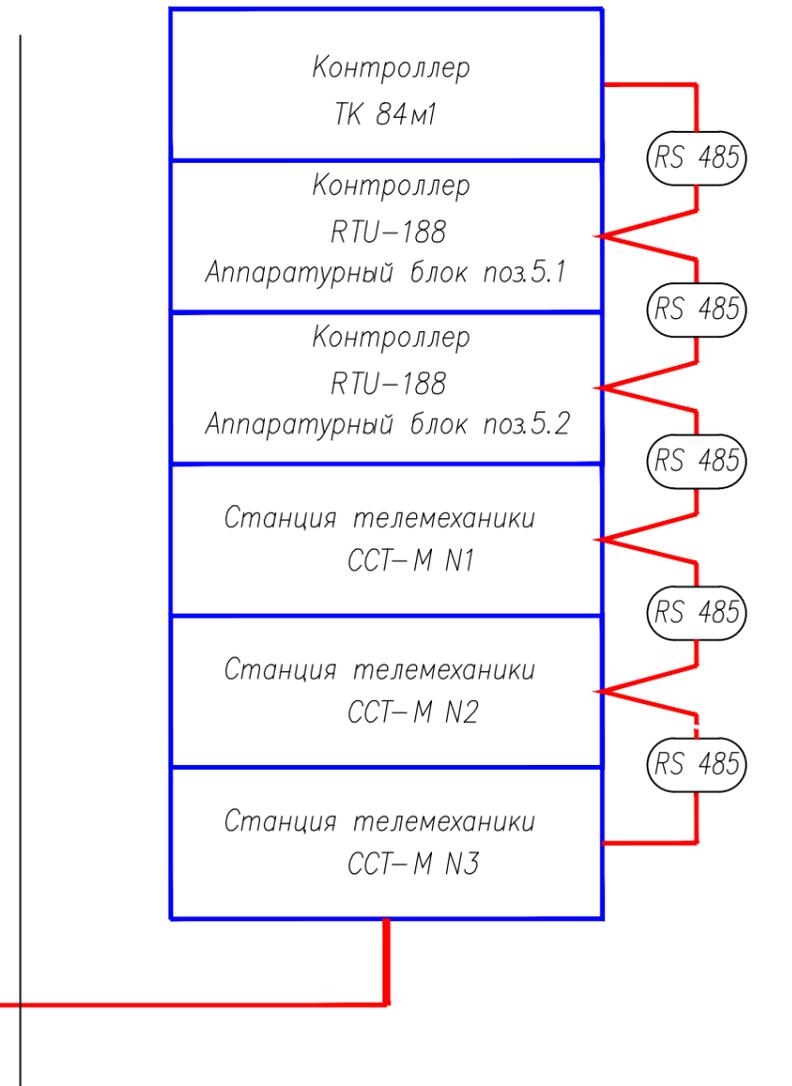
Инв.№ подл.	Подпись и дата	Взам. инв.№
-------------	----------------	-------------

						ФЮРА 425280.014				
						Обустройство нефтяного месторождения. Кустовая площадка N1				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подпись	Дата	Приложение 0 Куст скважин N 1		Стация Р	Лист 14	Листов 1
						Схема электрическая принципиальная измерения давления.		ТПУ ОАР ИШИТР гр. 3-8Т61		

Топология сети на основе
интерфейса RS-485



Аппаратурный блок поз.5.1



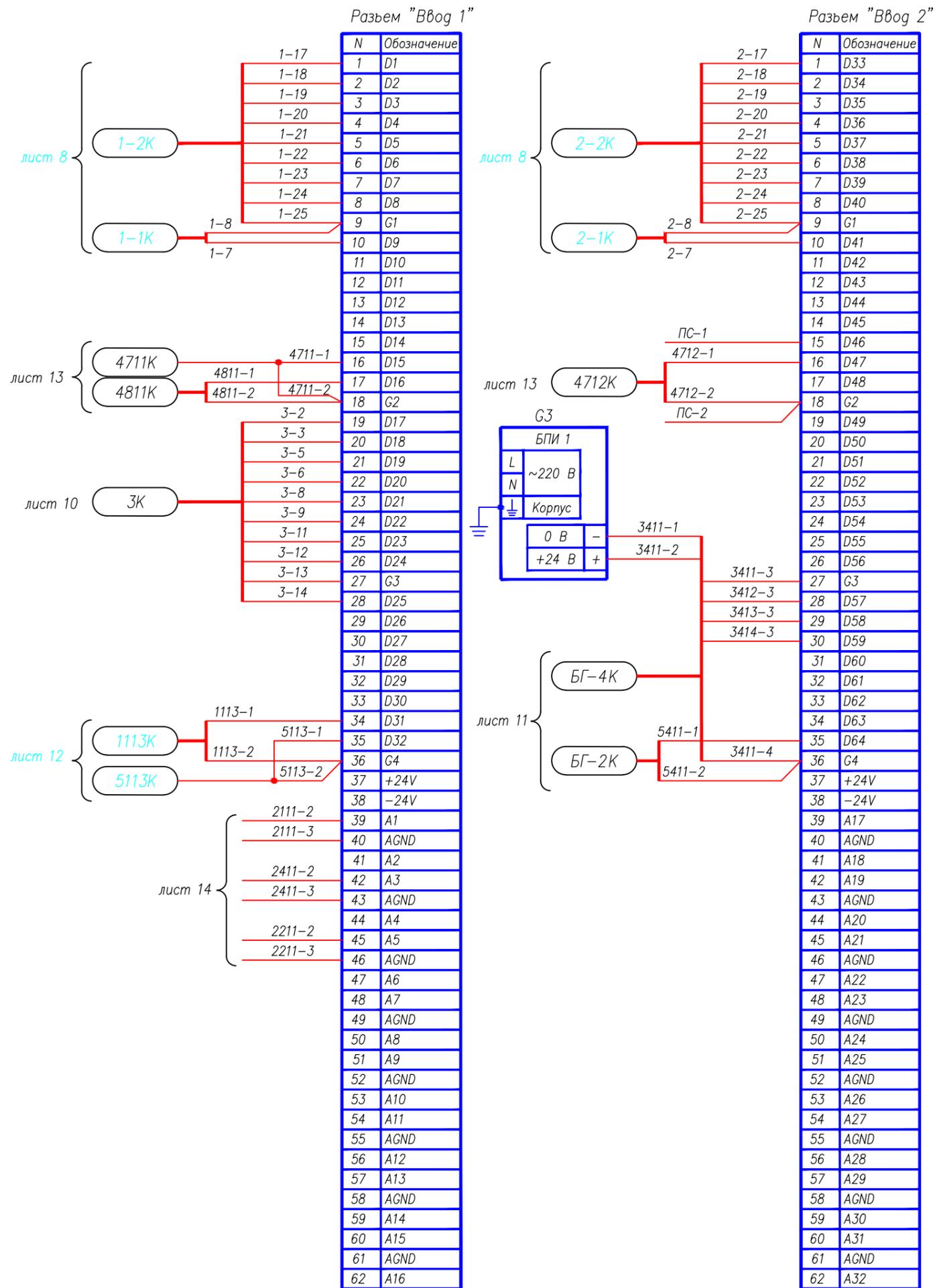
Инв.№ подл. Подпись и дата Взам. инв.№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ок.	Подпись	Дата

ФЮРА 425280.015			
Обустройство нефтяного месторождения. Кустовая площадка N1			
Приложение П Куст скважин N 1		Стадия Р	Лист 15
Топология сети на основе интерфейса RS-485		Листов 1	ТПУ ОАР ИШИТР гр. 3-8Т61

СПЕЦИФИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

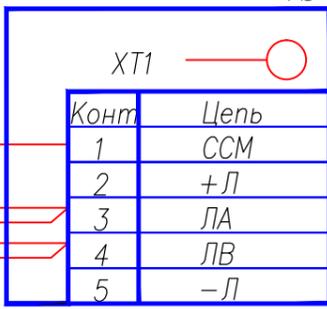
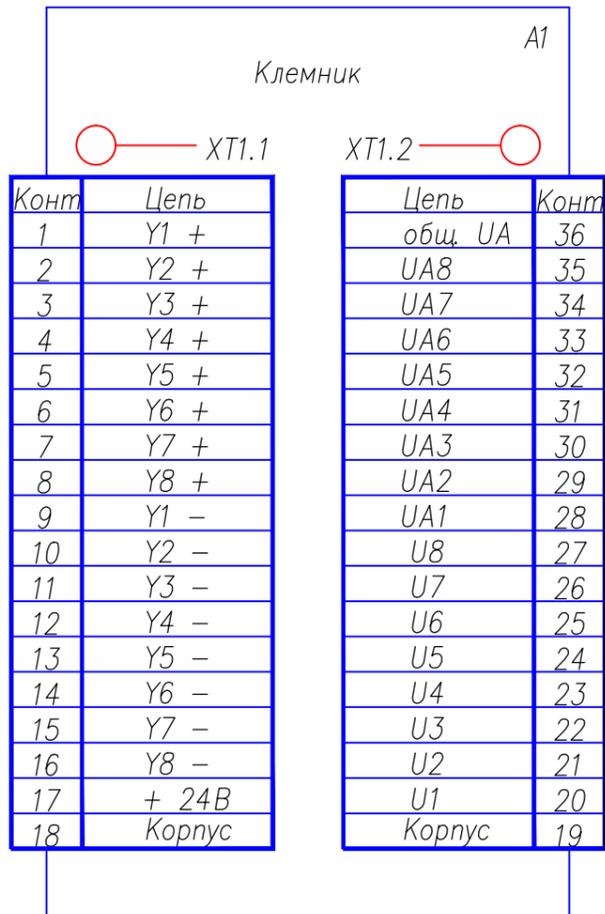
Поз.	Наименование	Кол.	Примечание
G3	Блок питания изолированный БПИ 1	1	
TK-84.M1	Контроллер	1	



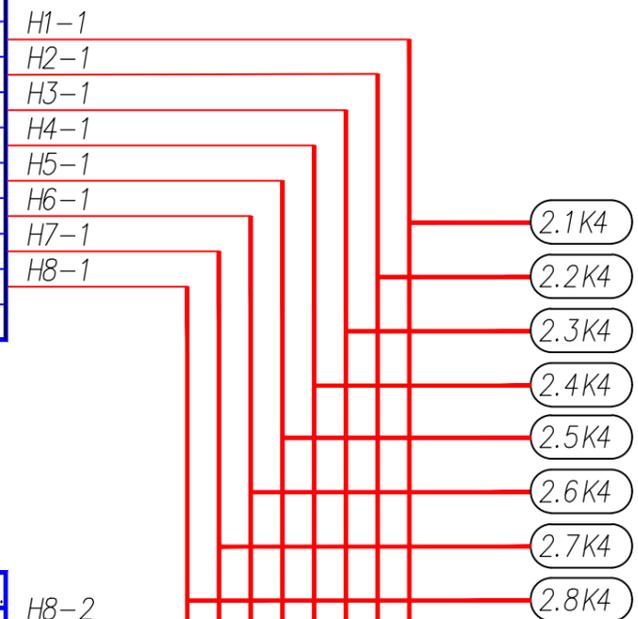
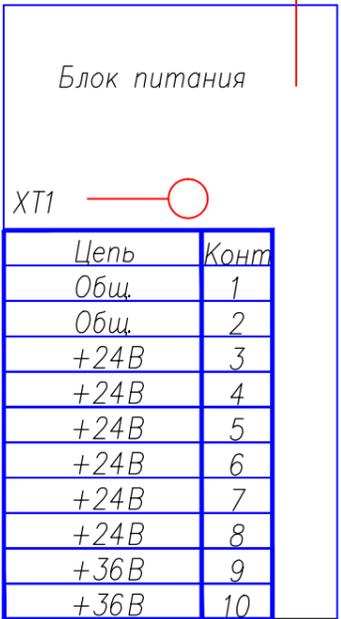
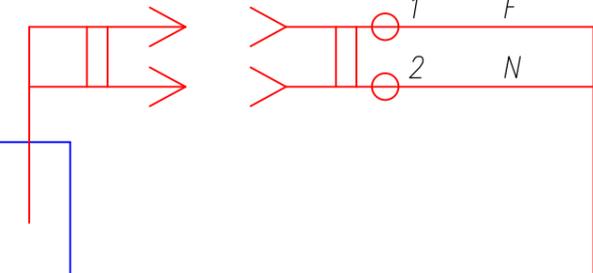
						ФЮРА.425280.016				
						Обустройство нефтяного месторождения. Кустовая площадка N1				
Изм.	Кол.уч.	Лист	Ндок	Подпись	Дата	Приложение P Куст скважин N 1		Стадия P	Лист 16	Листов 4
						Схема подключения к контроллеру TK-84.M1		ТПУ ОАР ИШИТР гр. 3-8Т61		

Инв.№ подл. Подпись и дата

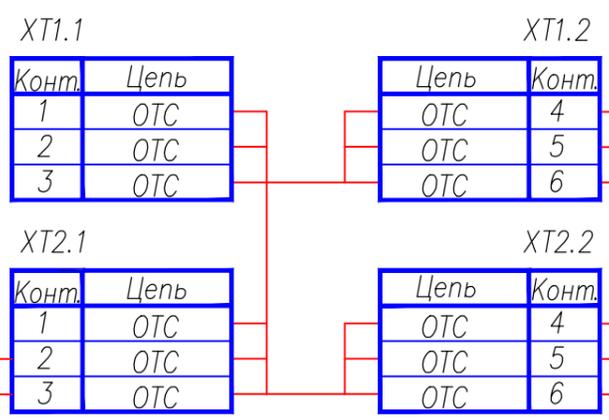
Взам. инв.№



Блок контроля теплоты
микропроцессорного БКТ.М
(из комплекта счетчика
газа вихревого СВГ.М)



Продолжение трасс
См. Лист 9



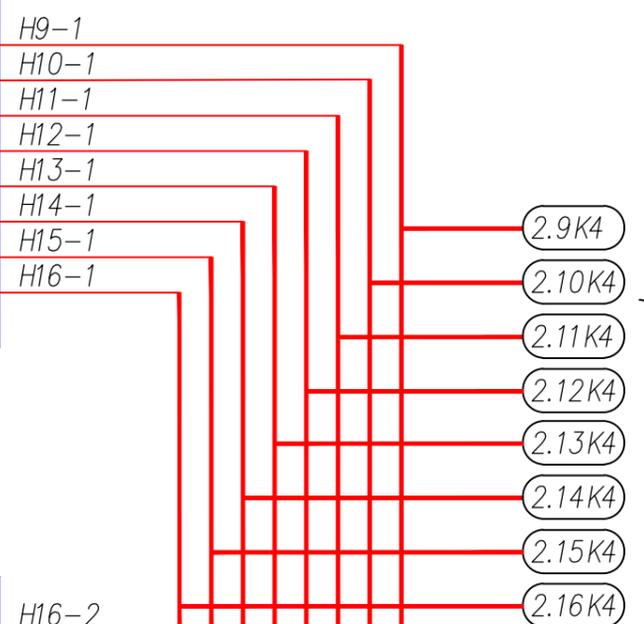
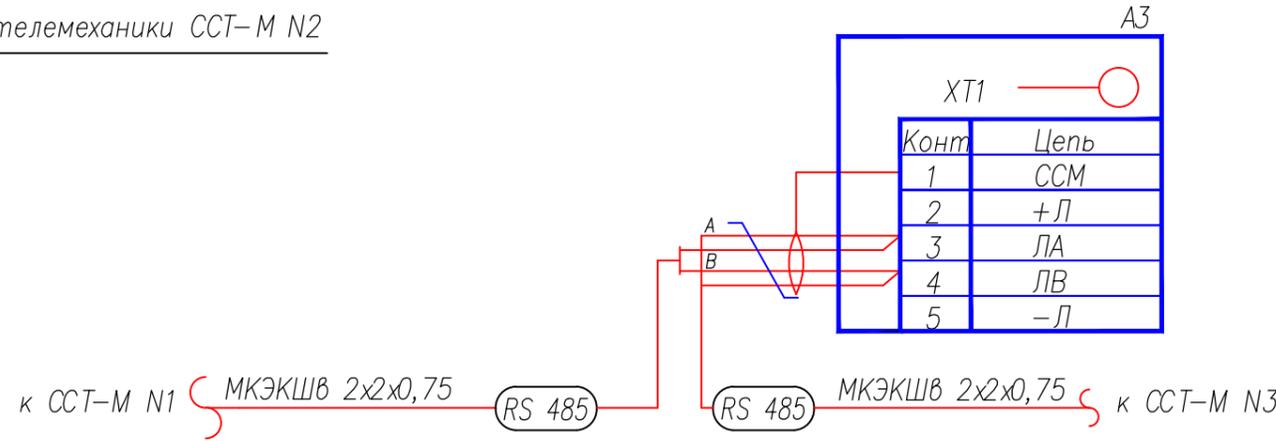
Инв.Н подл.

Подпись и дата

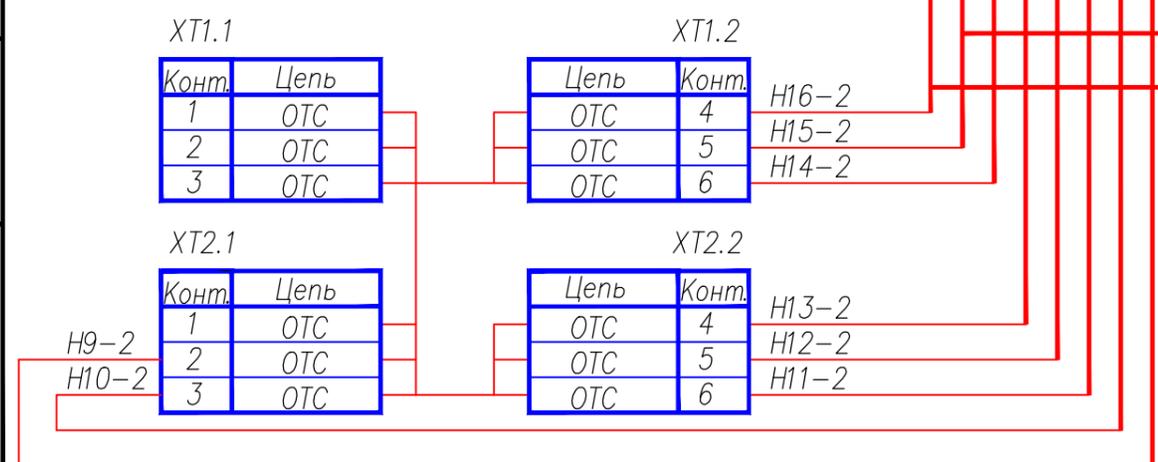
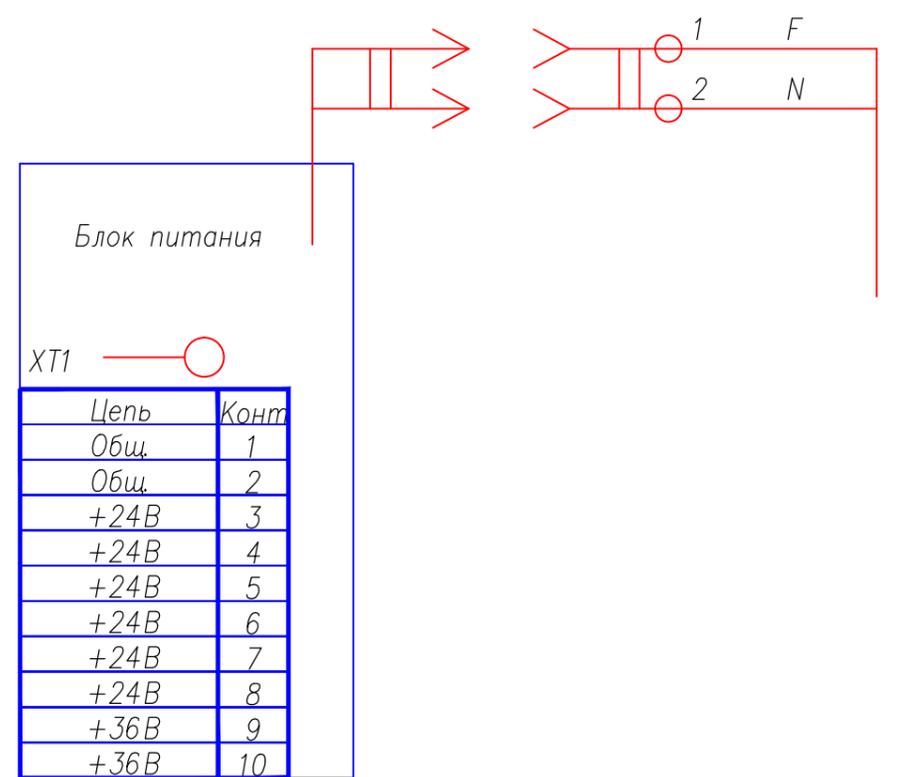
Взам. инв.Н

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ок	Подпись	Дата
------	---------	------	-----	---------	------

ФЮРА 425280.016



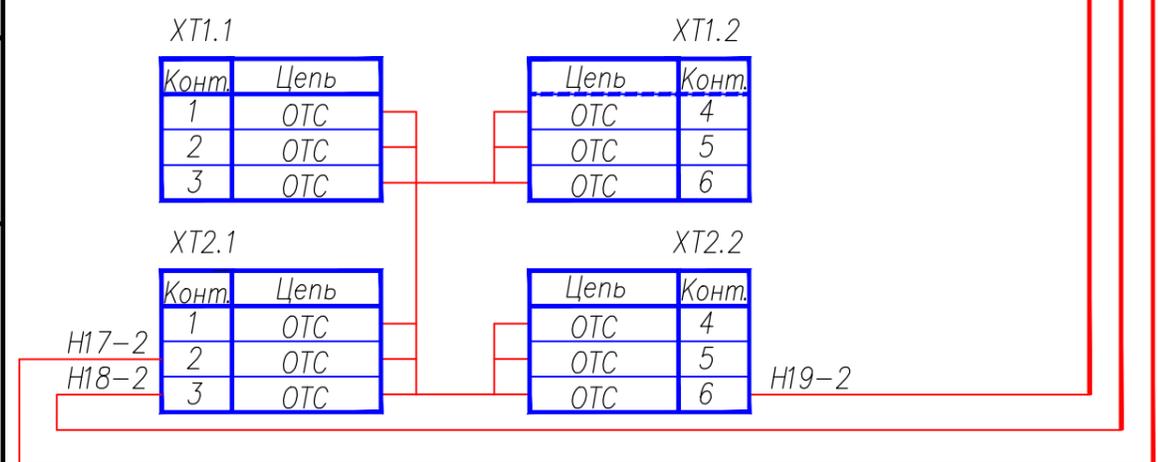
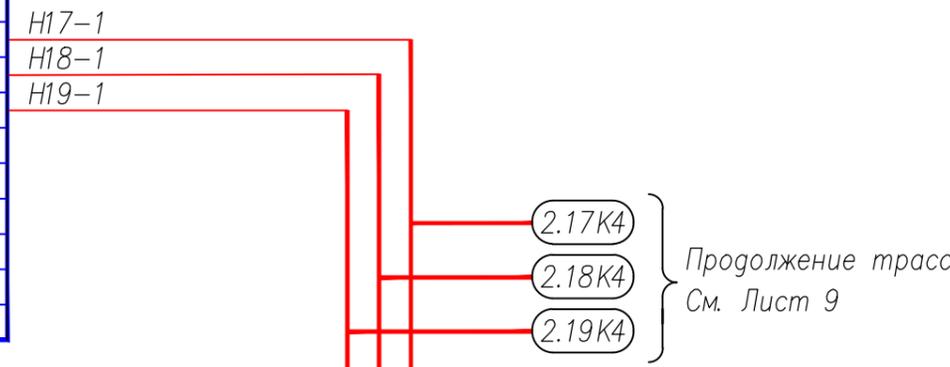
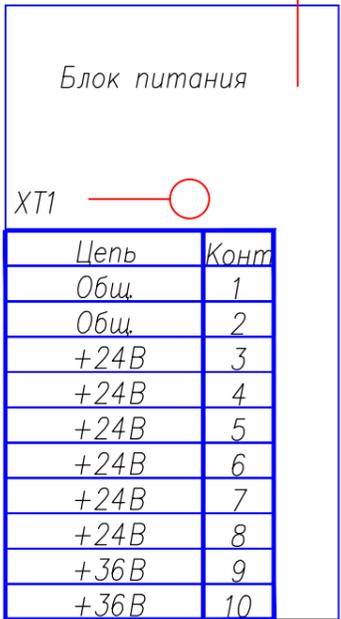
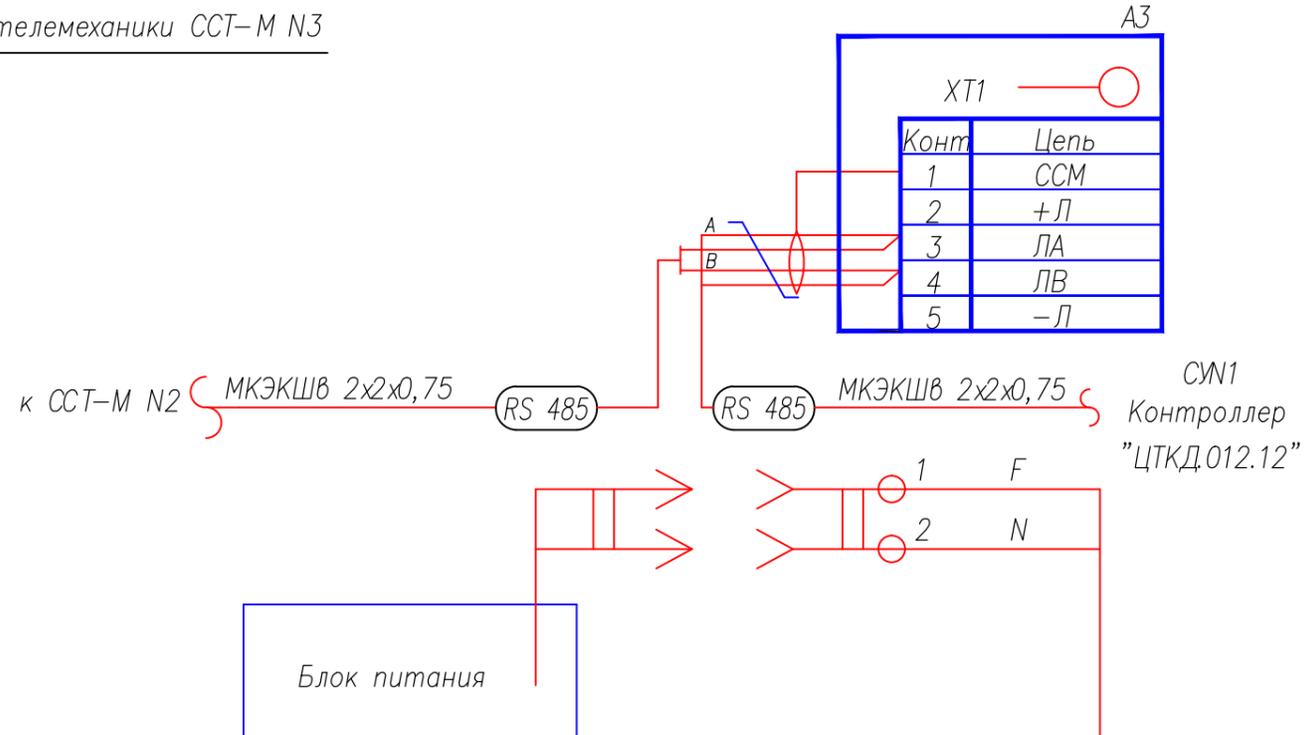
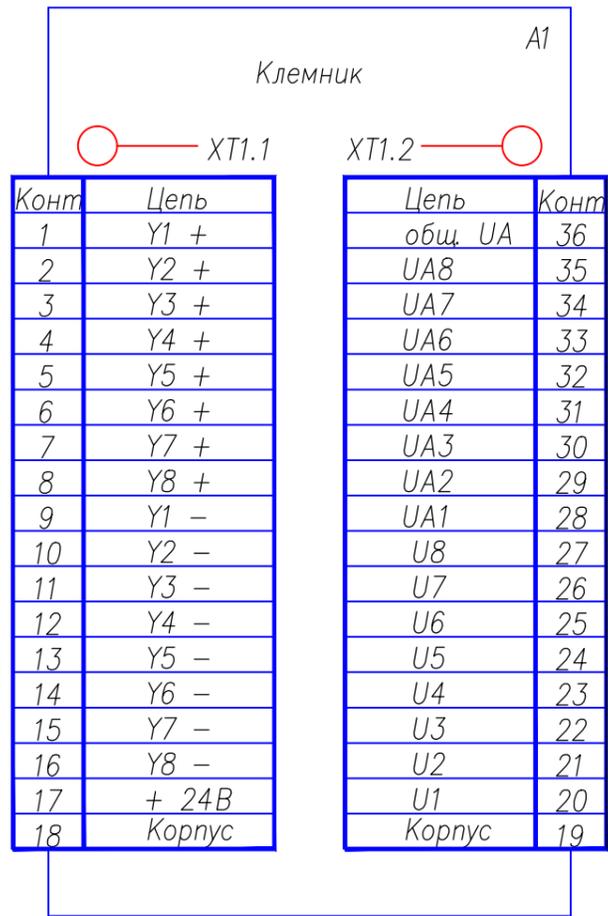
Продолжение трасс См. Лист 9



И.И.В.И. подл. Подпись и дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	Подп.	Дата

ФЮРА 425280.016



Инв. N подл.

Подпись и дата

Взам. инв. N

Изм.	Кол.уч.	Лист	Подп.	Дата

ФЮРА 425280.016

СПЕЦИФИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

Поз.	Наименование	Кол.	Примечание
	Кабель контрольный ГОСТ 1508–78		
	КВВГ 4х1.0	1500	м
	КВВГ 7х1.0	1635	м
	КВВГ 10х1.0	65	м
	КВВГ 4х1.5	405	м
	КВВГ 10х1.5	25	м
	Кабель контрольный экранированный		
	КВВГЭ 4х1.5	60	м
	КВВГЭ 10х1.5	60	м
	Кабель монтажный ГОСТ 10348–80		
	МКЭШВ 2Х2х0,75	115	м

1. В качестве нулевых защитных проводников использованы свободные жилы кабелей.
2. Длины кабелей даны с учетом 6% надбавки на изгибы, повороты и отходы.
3. Длины кабелей перед нарезкой уточнить по месту.

Инв.№	поял.	Взам.	инв.№	Дата	Подпись	Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подпись	Дата	ФЮРА.425280.017			
												Обустройство нефтяного месторождения. Кустовая площадка N1			
Инв.№	поял.	Взам.	инв.№	Дата	Подпись	Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подпись	Дата	Приложение С	Стадия	Лист	Листов
												Куст скважин N 1	Р	17	15
Инв.№	поял.	Взам.	инв.№	Дата	Подпись	Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подпись	Дата	Таблица соединений	ТПУ ОАР ИШИТР		
												внешних проводов	гр. 3–8Т61		

Кабель, жгут, труба	Направление		Направление по планам расположения	Кабель, провод		Кабель, провод		Примечание
	Откуда	Куда		Марка число жил, сечение	Длина, м	Марка, диаметр	Длина, м	
2.1К1	Скважина N1 поз.20013	Коробка клеммная 2К1		КВВГ 4x1,0	15			
2.2К1	Скважина N2 поз.20023	Коробка клеммная 2К1		КВВГ 4x1,0	20			
2К1	Коробка клеммная 2К1	СУ и ТМПН Коробка клеммная 2К2		КВВГ 7x1,0	100			
2.1К2	СУ и ТМПН Коробка клеммная 2К2	СУН1 Контроллер "ЦТКД.012.12"		КВВГ 4x1,0	5			
2.2К2	СУ и ТМПН Коробка клеммная 2К2	СУН2 Контроллер "ЦТКД.012.12"		КВВГ 4x1,0	5			
2.3К1	Скважина N3 поз.20033	Коробка клеммная 2К3		КВВГ 4x1,0	15			
2.4К1	Скважина N4 поз.20043	Коробка клеммная 2К3		КВВГ 4x1,0	20			
2К3	Коробка клеммная 2К3	СУ и ТМПН Коробка клеммная 2К4		КВВГ 7x1,0	110			
2.3К2	СУ и ТМПН Коробка клеммная 2К4	СУН3 Контроллер "ЦТКД.012.12"		КВВГ 4x1,0	5			

Инв.№ подл. Подпись и дата Взам. инв.№

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

ФЮРА 425280.017

Лист

2

формат А3

Кабель, жгут, труба	Направление		Направление по планам расположения	Кабель, провод		Кабель, провод		Примечание
	Откуда	Куда		Марка число жил, сечение	Длина, м	Марка, диаметр	Длина, м	
2.5К1	Скважина N5 поз.20053	Коробка клеммная 2К5		КВВГ 4x1,0	15			
2.6К1	Скважина N6 поз.20063	Коробка клеммная 2К5		КВВГ 4x1,0	20			
2К5	Коробка клеммная 2К5	СУ и ТМПН Коробка клеммная 2К6		КВВГ 7x1,0	130			
2.5К2	СУ и ТМПН Коробка клеммная 2К6	СУН5 Контроллер "ЦТКД.012.12"		КВВГ 4x1,0	5			
2.6К2	СУ и ТМПН Коробка клеммная 2К6	СУН6 Контроллер "ЦТКД.012.12"		КВВГ 4x1,0	5			
2.7К1	Скважина N7 поз.20073	Коробка клеммная 2К7		КВВГ 4x1,0	15			
2.8К1	Скважина N8 поз.20083	Коробка клеммная 2К7		КВВГ 4x1,0	20			
2К7	Коробка клеммная 2К7	СУ и ТМПН Коробка клеммная 2К8		КВВГ 7x1,0	140			
2.7К2	СУ и ТМПН Коробка клеммная 2К8	СУН7 Контроллер "ЦТКД.012.12"		КВВГ 4x1,0	5			

Инв.№ подл. Подпись и дата. Взам. инв.№

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

ФЮРА 425280.017

Лист

3

формат А3

Кабель, жегут, труба	Направление		Направление по планам расположения	Кабель, провод		Кабель, провод		Примечание
	Откуда	Куда		Марка число жил, сечение	Длина, м	Марка, диаметр	Длина, м	
2.8К2	СУ и ТМПН	СУН8		КВВГ 4х1,0	5			
	Коробка клеммная 2К8	Контроллер "ЦТКД.012.12"						
2.9К1	Скважина N9	Коробка клеммная		КВВГ 4х1,0	15			
	поз.20093	2К9						
2.10К1	Скважина N10	Коробка клеммная		КВВГ 4х1,0	20			
	поз.20013	2К9						
2К9	Коробка клеммная	СУ и ТМПН		КВВГ 7х1,0	160			
	2К9	Коробка клеммная 2К10						
2.9К2	СУ и ТМПН	СУН9		КВВГ 4х1,0	5			
	Коробка клеммная 2К10	Контроллер "ЦТКД.012.12"						
2.10К2	СУ и ТМПН	СУН10		КВВГ 4х1,0	5			
	Коробка клеммная 2К10	Контроллер "ЦТКД.012.12"						
2.11К1	Скважина N11	Коробка клеммная		КВВГ 4х1,0	15			
	поз.20113	2К11						
2.12К1	Скважина N12	Коробка клеммная		КВВГ 4х1,0	20			
	поз.20123	2К11						
2К11	Коробка клеммная	СУ и ТМПН		КВВГ 7х1,0	175			
	2К11	Коробка клеммная 2К12						

Инв.№ подл. Подпись и дата Взам. инв.№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

ФЮРА 425280.017

Лист
4

Кабель, жгут, труба	Направление		Направление по планам расположения	Кабель, провод		Кабель, провод		Примечание
	Откуда	Куда		Марка число жил, сечение	Длина, м	Марка, диаметр	Длина, м	
2.11К2	СУ и ТМПН	СУН11		КВВГ 4x1,0	5			
	Коробка клеммная 2К12	Контроллер "ЦТКД.012.12"						
2.12К2	СУ и ТМПН	СУН12		КВВГ 4x1,0	5			
	Коробка клеммная 2К12	Контроллер "ЦТКД.012.12"						
2.13К1	Скважина N13	Коробка клеммная		КВВГ 4x1,0	15			
	поз.20133	2К13						
2.14К1	Скважина N14	Коробка клеммная		КВВГ 4x1,0	20			
	поз.20143	2К13						
2К13	Коробка клеммная	СУ и ТМПН		КВВГ 7x1,0	195			
	2К13	Коробка клеммная 2К14						
2.13К2	СУ и ТМПН	СУН13		КВВГ 4x1,0	5			
	Коробка клеммная 2К14	Контроллер "ЦТКД.012.12"						
2.14К2	СУ и ТМПН	СУН14		КВВГ 4x1,0	5			
	Коробка клеммная 2К14	Контроллер "ЦТКД.012.12"						
2.15К1	Скважина N15	Коробка клеммная		КВВГ 4x1,0	15			
	поз.20153	2К15						
2.16К1	Скважина N16	Коробка клеммная		КВВГ 4x1,0	20			
	поз.20163	2К15						

Инв.Н подл. Подпись и дата

Взам. инв.Н

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

ФЮРА 425280.017

Лист

5

формат А3

Кабель, жгут, труба	Направление		Направление по планам расположения	Кабель, провод		Кабель, провод		Примечание
	Откуда	Куда		Марка число жил, сечение	Длина, м	Марка, диаметр	Длина, м	
2К15	Коробка клеммная 2К15	СУ и ТМПН Коробка клеммная 2К16		КВВГ 7x1,0	205			
2.15К2	СУ и ТМПН Коробка клеммная 2К16	СУН15 Контроллер "ЦТКД.012.12"		КВВГ 4x1,0	5			
2.16К2	СУ и ТМПН Коробка клеммная 2К16	СУН16 Контроллер "ЦТКД.012.12"		КВВГ 4x1,0	5			
2.17К1	Скважина N17 поз.20173	Коробка клеммная 2К17		КВВГ 4x1,0	15			
2.18К1	Скважина N18 поз.20183	Коробка клеммная 2К17		КВВГ 4x1,0	20			
2К18	Коробка клеммная 2К17	СУ и ТМПН Коробка клеммная 2К18		КВВГ 7x1,0	225			
2.17К2	СУ и ТМПН Коробка клеммная 2К18	СУН17 Контроллер "ЦТКД.012.12"		КВВГ 4x1,0	5			
2.18К2	СУ и ТМПН Коробка клеммная 2К18	СУН18 Контроллер "ЦТКД.012.12"		КВВГ 4x1,0	5			
2.19К1	Скважина N19 поз.20193	СУН19 Контроллер "ЦТКД.012.12"		КВВГ 4x1,0	250			

Инв.№ подл. Подпись и дата. Взам. инв.№

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

ФЮРА 425280.017

Лист

6

Кабель, жгут, труба	Направление		Направление по планам расположения	Кабель, провод		Кабель, провод		Примечание
	Откуда	Куда		Марка число жил, сечение	Длина, м	Марка, диаметр	Длина, м	
2.1К3	СУН1	Аппаратурный блок поз. 5.1		МКЭКШВ	15			
	Контроллер "ЦТКД.012.12"	ССТ-М N1		2x2x0,75				
2.2К3	СУН1	СУН2		МКЭКШВ	5			
	Контроллер "ЦТКД.012.12"	Контроллер "ЦТКД.012.12"		2x2x0,75				
2.3К3	СУН2	СУН3		МКЭКШВ	5			
	Контроллер "ЦТКД.012.12"	Контроллер "ЦТКД.012.12"		2x2x0,75				
2.4К3	СУН3	СУН4		МКЭКШВ	5			
	Контроллер "ЦТКД.012.12"	Контроллер "ЦТКД.012.12"		2x2x0,75				
2.5К3	СУН4	СУН5		МКЭКШВ	5			
	Контроллер "ЦТКД.012.12"	Контроллер "ЦТКД.012.12"		2x2x0,75				
2.6К3	СУН5	СУН6						
	Контроллер "ЦТКД.012.12"	Контроллер "ЦТКД.012.12"						
2.7К3	СУН6	СУН7		МКЭКШВ	5			
	Контроллер "ЦТКД.012.12"	Контроллер "ЦТКД.012.12"		2x2x0,75				
2.8К3	СУН7	СУН8		МКЭКШВ	5			
	Контроллер "ЦТКД.012.12"	Контроллер "ЦТКД.012.12"		2x2x0,75				
2.9К3	СУН8	СУН9		МКЭКШВ	5			
	Контроллер "ЦТКД.012.12"	Контроллер "ЦТКД.012.12"		2x2x0,75				

Инв.№ подл. Подпись и дата

Взам. инв.№

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

ФЮРА 425280.017

Лист

7

Кабель, жгут, труба	Направление		Направление по планам расположения	Кабель, провод		Кабель, провод		Примечание
	Откуда	Куда		Марка число жил, сечение	Длина, м	Марка, диаметр	Длина, м	
2.10К3	СУН9	СУН10		МКЭКШВ	5			
	Контроллер "ЦТКД.012.12"	Контроллер "ЦТКД.012.12"		2x2x0,75				
2.11К3	СУН10	СУН11		МКЭКШВ	5			
	Контроллер "ЦТКД.012.12"	Контроллер "ЦТКД.012.12"		2x2x0,75				
2.12К3	СУН11	СУН12		МКЭКШВ	5			
	Контроллер "ЦТКД.012.12"	Контроллер "ЦТКД.012.12"		2x2x0,75				
2.13К3	СУН12	СУН13		МКЭКШВ	5			
	Контроллер "ЦТКД.012.12"	Контроллер "ЦТКД.012.12"		2x2x0,75				
2.14К3	СУН13	СУН14		МКЭКШВ	5			
	Контроллер "ЦТКД.012.12"	Контроллер "ЦТКД.012.12"		2x2x0,75				
2.15К3	СУН14	СУН15		МКЭКШВ	5			
	Контроллер "ЦТКД.012.12"	Контроллер "ЦТКД.012.12"		2x2x0,75				
2.16К3	СУН15	СУН16		МКЭКШВ	5			
	Контроллер "ЦТКД.012.12"	Контроллер "ЦТКД.012.12"		2x2x0,75				
2.17К3	СУН16	СУН17		МКЭКШВ	5			
	Контроллер "ЦТКД.012.12"	Контроллер "ЦТКД.012.12"		2x2x0,75				
2.18К3	СУН17	СУН18		МКЭКШВ	5			
	Контроллер "ЦТКД.012.12"	Контроллер "ЦТКД.012.12"		2x2x0,75				

Инв.№ подл. Подпись и дата

Взам. инв.№

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

ФЮРА 425280.017

Лист

8

Кабель, жгут, труба	Направление		Направление по планам расположения	Кабель, провод		Кабель, провод		Примечание
	Откуда	Куда		Марка число жил, сечение	Длина, м	Марка, диаметр	Длина, м	
2.19К3	СШ18	СШ19		МКЭКШВ	5			
	Контроллер "ЦТКД.012.12"	Контроллер "ЦТКД.012.12"		2x2x0,75				
RS 485	Аппаратурный блок поз. 5.1	Аппаратурный блок поз. 5.1		МКЭКШВ	5			
	Контроллер ТК84м1	Контроллер "RTU 188"		2x2x0,75				
RS 485	Аппаратурный блок поз. 5.1	Аппаратурный блок поз. 5.2		МКЭКШВ	5			
	Контроллер "RTU 188"	Контроллер "RTU 188"		2x2x0,75				
E1/1-К	Дренажная емкость поз. LA 4711	Аппаратурный блок поз. 5.1 Контроллер ТК84м1		КВВГ 4x1,0	45			
E1/2-К	Дренажная емкость поз. LA 4712	Аппаратурный блок поз. 5.1 Контроллер ТК84м1		КВВГ 4x1,0	215			
E2-К	Канализационная емкость поз. LA 4811	Аппаратурный блок поз. 5.1 Контроллер ТК84м1		КВВГ 4x1,0	260			
3К	БДР	Аппаратурный блок поз. 5.1 Контроллер ТК84м1		КВВГ 10x1.5	25			
40К-1	Замерная установка "ОЗНА-Импульс"	Аппаратурный блок поз. 5.1 Контроллер "RTU 188"		КВВГ 7x1,0	35			
	Коробка клеммная X1 (X1.1)							
41К-1	Замерная установка "ОЗНА-Импульс"	Аппаратурный блок поз. 5.1 Контроллер "RTU 188"		КВВГ 7x1,0	35			
	Коробка клеммная X2 (X1.2)							

Инв.№ подл. Подпись и дата

Взам. инв.№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

ФЮРА 425280.017

Лист

9

формат А3

Кабель, жгут, труба	Направление		Направление по планам расположения	Кабель, провод		Кабель, провод		Примечание
	Откуда	Куда		Марка число жил, сечение	Длина, м	Марка, диаметр	Длина, м	
42К-1	Замерная установка "ОЗНА-Импульс"	Аппаратурный блок поз. 5.1 Контроллер "RTU 188"		КВВГ 10x1,0	35			
	Коробка клеммная X3 (X2.1)							
43К-1	Замерная установка "ОЗНА-Импульс"	Аппаратурный блок поз. 5.1 Контроллер "RTU 188"		КВВГ 4x1,0	35			
	Коробка клеммная X4 (X2.2)							
44К-1	Замерная установка "ОЗНА-Импульс"	Аппаратурный блок поз. 5.1 Контроллер "RTU 188"		КВВГ 4x1,0	35			
	Коробка клеммная X5 (X3.1)							
45К-1	Замерная установка "ОЗНА-Импульс"	Аппаратурный блок поз. 5.1 Контроллер "RTU 188"		КВВГ 4x1,0	35			
	Коробка клеммная X5 (X3.1)							
46К-1	Замерная установка "ОЗНА-Импульс"	Аппаратурный блок поз. 5.1 Контроллер "RTU 188"		КВВГ 7x1,0	35			
	Коробка клеммная X6 (X3.2)							
3У-1К-1	Замерная установка "ОЗНА-Импульс"	Аппаратурный блок поз. 5.1 Контроллер ТК84м1		КВВГ 4x1,0	35			
	Выходной коллектор РТ 2111							
3У-2К-1	Замерная установка "ОЗНА-Импульс"	Аппаратурный блок поз. 5.1 Контроллер ТК84м1		КВВГ 4x1,0	35			
	Температура в блоке ТА 1111							

Инв.№ подл. Подпись и дата

Взам. инв.№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

ФЮРА 425280.017

Лист

10

формат А3

Кабель, жгут, труба	Направление		Направление по планам расположения	Кабель, провод		Кабель, провод		Примечание
	Откуда	Куда		Марка число жил, сечение	Длина, м	Марка, диаметр	Длина, м	
40К-2	Замерная установка	Аппаратурный блок поз. 5.2		КВВГ 7х1,0	30			
	"ОЗНА-Импульс"	Контроллер "RTU 188"						
	Коробка клеммная X1 (X1.1)							
41К-2	Замерная установка	Аппаратурный блок поз. 5.2		КВВГ 7х1,0	30			
	"ОЗНА-Импульс"	Контроллер "RTU 188"						
	Коробка клеммная X2 (X1.2)							
42К-2	Замерная установка	Аппаратурный блок поз. 5.2		КВВГ 10х1,0	30			
	"ОЗНА-Импульс"	Контроллер "RTU 188"						
	Коробка клеммная X3 (X2.1)							
43К-2	Замерная установка	Аппаратурный блок поз. 5.2		КВВГ 4х1,0	30			
	"ОЗНА-Импульс"	Контроллер "RTU 188"						
	Коробка клеммная X4 (X2.2)							
44К-2	Замерная установка	Аппаратурный блок поз. 5.2		КВВГ 4х1,0	30			
	"ОЗНА-Импульс"	Контроллер "RTU 188"						
	Коробка клеммная X5 (X3.1)							
45К-2	Замерная установка	Аппаратурный блок поз. 5.2		КВВГ 4х1,0	30			
	"ОЗНА-Импульс"	Контроллер "RTU 188"						
	Коробка клеммная X5 (X3.1)							
46К-2	Замерная установка	Аппаратурный блок поз. 5.2		КВВГ 7х1,0	30			
	"ОЗНА-Импульс"	Контроллер "RTU 188"						
	Коробка клеммная X6 (X3.2)							

Инв.№ подл. Подпись и дата. Взам. инв.№

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

ФЮРА 425280.017

Лист

11

формат А3

Кабель, жгут, труба	Направление		Направление по планам расположения	Кабель, провод		Кабель, провод		Примечание
	Откуда	Куда		Марка число жил, сечение	Длина, м	Марка, диаметр	Длина, м	
ЗУ-1К-2	Замерная установка	Аппаратурный блок поз. 5.2		КВВГ 4х1,0	30			
	"ОЗНА-Импульс"	Контроллер ТК84м1						
	Выходной коллектор РТ 2211							
ЗУ-2К-2	Замерная установка	Аппаратурный блок поз. 5.2		КВВГ 4х1,0	30			
	"ОЗНА-Импульс"	Контроллер ТК84м1						
	Температура в блоке ТА 1211							
БГ-1К	Блок гребенки БГ	Аппаратурный блок поз. 5.1		КВВГ 4х1.5	60			
	Коробка клеммная ХТ1	в сх управ-я обогревом						
БГ-2К	Блок гребенки БГ	Аппаратурный блок поз. 5.1		КВВГ 4х1.5	60			
	Коробка клеммная ХТ2	Контроллер ТК84м1						
БГ-3К	Блок гребенки БГ	Аппаратурный блок поз. 5.1		КВВГЭ 4х1.5	60			
	поз.Р1 2411	Контроллер ТК84м1						
БГ-4К	Блок гребенки БГ	Аппаратурный блок поз. 5.1		КВВГЭ 10х1.5	60			
	Коробка клеммная ХТ4	Контроллер ТК84м1						
2.1К4	СУН1	Аппаратурный блок поз. 5.1		КВВГ 4х1.5	15			
	Погружной насос	Станция						
	Блок управления	ССТ-М N1						
2.2К4	СУН2	Аппаратурный блок поз. 5.1		КВВГ 4х1.5	15			
	Погружной насос	Станция						
	Блок управления	ССТ-М N1						

Инв.№ подл. Подпись и дата Взам. инв.№

Изм.	Код уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

ФЮРА 425280.017

Лист

12

формат А3

Кабель, жгут, труба	Направление		Направление по планам расположения	Кабель, провод		Кабель, провод		Примечание
	Откуда	Куда		Марка число жил, сечение	Длина, м	Марка, диаметр	Длина, м	
2.3К4	СШ3	Аппаратурный блок поз. 5.1		КВВГ 4х1.5	15			
	Погружной насос	Станция						
	Блок управления	ССТ-М N1						
2.4К4	СШ4	Аппаратурный блок поз. 5.1		КВВГ 4х1.5	15			
	Погружной насос	Станция						
	Блок управления	ССТ-М N1						
2.5К4	СШ5	Аппаратурный блок поз. 5.1		КВВГ 4х1.5	15			
	Погружной насос	Станция						
	Блок управления	ССТ-М N1						
2.6К4	СШ6	Аппаратурный блок поз. 5.1		КВВГ 4х1.5	15			
	Погружной насос	Станция						
	Блок управления	ССТ-М N1						
2.7К4	СШ7	Аппаратурный блок поз. 5.1		КВВГ 4х1.5	15			
	Погружной насос	Станция						
	Блок управления	ССТ-М N1						
2.8К4	СШ8	Аппаратурный блок поз. 5.1		КВВГ 4х1.5	15			
	Погружной насос	Станция						
	Блок управления	ССТ-М N1						
2.9К4	СШ9	Аппаратурный блок поз. 5.1		КВВГ 4х1.5	15			
	Погружной насос	Станция						
	Блок управления	ССТ-М N2						

Инв.№ подл. Подпись и дата Взам. инв.№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

ФЮРА 425280.017

Лист

13

формат А3

Кабель, жгут, труба	Направление		Направление по планам расположения	Кабель, провод		Кабель, провод		Примечание
	Откуда	Куда		Марка число жил, сечение	Длина, м	Марка, диаметр	Длина, м	
2.10K4	СУН10	Аппаратурный блок поз. 5.1		КВВГ 4х1.5	15			
	Погружной насос	Станция						
	Блок управления	ССТ-М N2						
2.11K4	СУН11	Аппаратурный блок поз. 5.1		КВВГ 4х1.5	15			
	Погружной насос	Станция						
	Блок управления	ССТ-М N2						
2.12K4	СУН12	Аппаратурный блок поз. 5.1		КВВГ 4х1.5	15			
	Погружной насос	Станция						
	Блок управления	ССТ-М N2						
2.13K4	СУН13	Аппаратурный блок поз. 5.1		КВВГ 4х1.5	15			
	Погружной насос	Станция						
	Блок управления	ССТ-М N2						
2.14K4	СУН14	Аппаратурный блок поз. 5.1		КВВГ 4х1.5	15			
	Погружной насос	Станция						
	Блок управления	ССТ-М N2						
2.15K4	СУН15	Аппаратурный блок поз. 5.1		КВВГ 4х1.5	15			
	Погружной насос	Станция						
	Блок управления	ССТ-М N2						

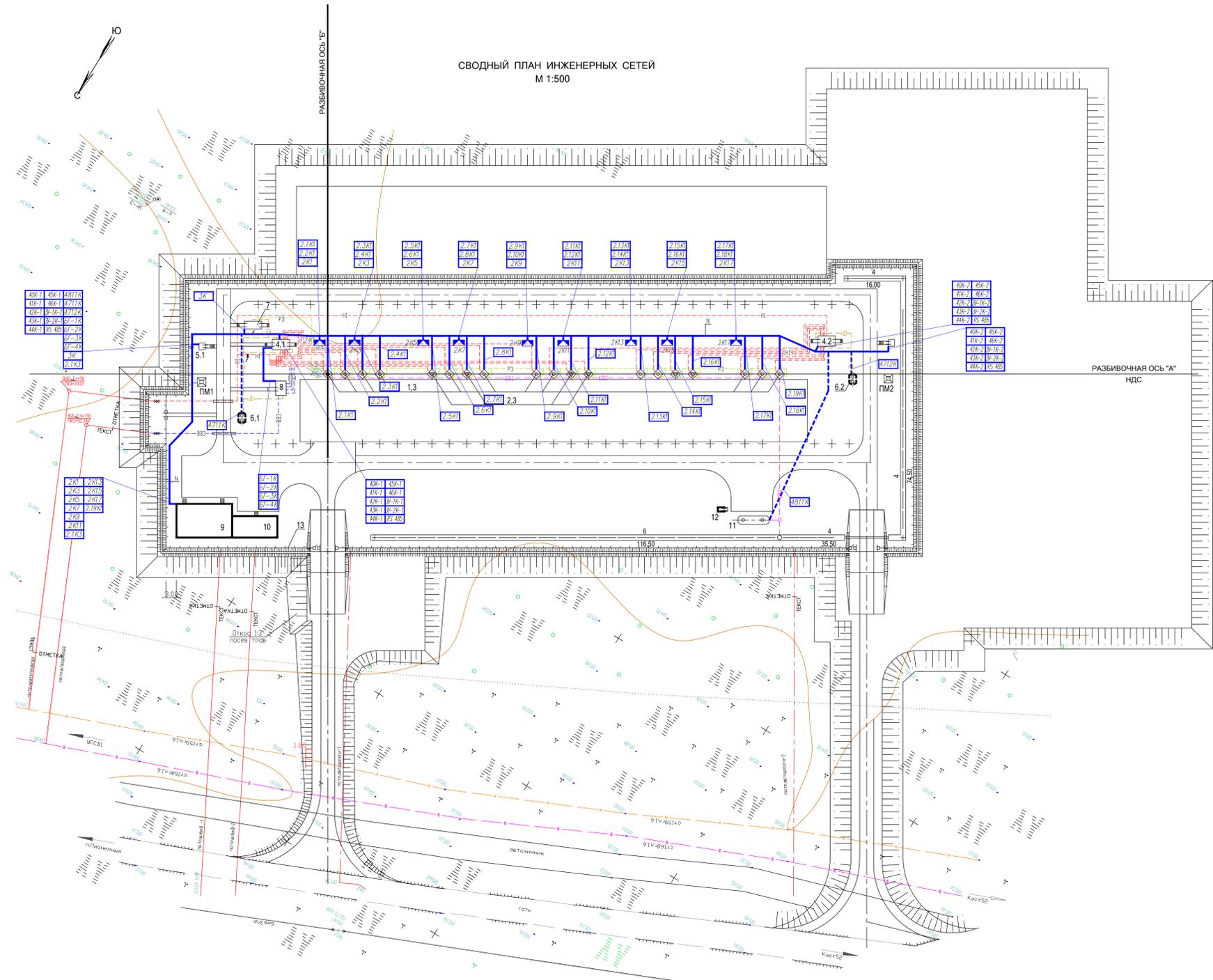
Инв.№ подл. Подпись и дата. Взам. инв.№

Изм.	Код.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	---------	------	--------	---------	------

ФЮРА 425280.017

Лист

14



СВОДНЫЙ ПЛАН ИНЖЕНЕРНЫХ СЕТЕЙ
М 1:500

ЭКСПЛИКАЦИЯ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

Номер на плане	Наименование	Координаты квартала сети
Проектируемые здания и сооружения		
1	Добывающая скважина (15 шт)	
2	Нагнетательная скважина (4 шт)	
3	Приустевый металлический погреб (19 шт)	
4.1	АГЗУ "ОЗНА-ИМПУЛЬС 40-10-300"	
4.2	АГЗУ "ОЗНА-ИМПУЛЬС 40-8-300"	
5.1.5.2	Аппаратурный блок (2шт.)	
6.1.6.2	Емкость аренажная V=8 м3 (2шт.)	
7	Блок газоразгона ревертов БДР "ОЗНА-ДОЗАТОР"	
8	Блок гребени	
9	Площадка обслуживания ТМТН СУ	
10	Площадка обслуживания КПН	
11	Емкость промывочных стоков V=6.3 м3	
12	Уборная	
13	Овражение	
ПМ, ПК	Проектная точка (2шт.)	

ИНДЕКСЫ ИНЖЕНЕРНЫХ СЕТЕЙ

Индекс	Наименование сети	Обозначение
Н1	Нефтепровод выхода нефти из ЗУ	
Н2	Безопасная линия от скважин на нефтесборный коллектор	
Н19	Вакуиные нефтепроводы из скважин	
Н52	Откачка жидкости из емкости	
Р3	Ингибитор коррозии и солеотложения	
В	Воздушка	
Д	Дренаж	
ВВ3	Васоконпарный водовод от КНС	
ВВ4	Васоконпарный водовод от БГ на скважина	
К2К3	Промывочная канализация	
Н	Кабельная линия напряжением до 1кВ	
АК	Автоматизация комплексная	
СС	Связь и сигнализация	

Спецификация основных монтажных материалов и изделий

Поз. обозначение	Наименование	Тип, марка	Ед. изм.	Кол.	Примеч.
	Короб кабельный (L=2000, H=50, B=100)	ВКП	шт	490	
	Короб уловной (H=50, B=100)	ВКУП	шт	7	
	Короб тросиковый (H=50, B=100)	ВКТ	шт	35	
	Палка кабельная N=400мм	КТ162 УЗ	шт	1400	

- Данный лист читать совместно с листами АК-8, 13, 18
- Монтаж приборов и прокладку трасс вести согласно СНиП 3.05.07-85, уточняя по месту.
- Размещение первичных приборов на тепловилическом оборудовании смитри технологическую часть проекта.
- Кабели контроля и автоматизации проложить по кабельным эстакадам в коробах.
- Разрезы кабельных эстакад см. зя. часть.
- Расключение кабелей от клеммных коробов 2К2, 2К4, 2К6, 2К8, 2К10, 2К12, 2К14, 2К16, 2К18 до станций управления СИ...СИВ вести согласно таблицы подключений внешних проводков (Лист 18).

ФЮРА 425280.018					
Обустройство нефтяного месторождения					
Кустовая площадка N1					
Ил.	Кал.	Лист	Всего	Дата	
Приложение У				Лист	Листов
Куст скважин N 1				Р	1
Сводный план инженерных сетей				ТВУ ОАР ИЦИТР	ер. 3-В/В1
Формат А3					

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод – изготовитель	Единица измерения	Количество	Масса единицы кг	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	<u>Оборудование и материалы, поставляемые заказчиком.</u>							
	КИП, автоматика и телемеханика							
	Контроллер	TK-84. M1		СКБ "Промавтоматика" г. Зеленоград	шт	1		
	Станция телемеханики сетевая в комплекте.	CCT-M		АО НПО "Интротест" г. Екатеринбург	компл.	3		
G1	Блок бесперебойного питания BR 1000I	APC Back-UPS RS 1000VA 230V		APC США	шт	1		
G2	Блок питания количество каналов – 4 Напряжение питания 220В, частота 50 Гц Выходное напряжение 36В	Метран-604-036-25-DIN ТУ 4276-001-2160758-20002		ПГ "Метран" г. Челябинск	шт	1	0,6	тел. в г.Челябинск (351) 798-85-10 (351) 741-46-55
G3	Блок питания изолированный Климатическое исполнение УХЛ4 Степень защиты оболочки IP20 Место установки: операторная	БПИ 1 ТУ 4025-001-29421521-02		ЗАО "Альбатрос" г. Москва	шт	1	0,15	тел. в г.Москва (495) 101-41-73

Взам. инв.Н

Инв.Н подл. Подпись и дата

Инв.Н подл.

						ФЮРА 425280.019.СО			
						Обустройство нефтяного месторождения. Кустовая площадка N1			
Изм.	Кол.уч.	Лист	Ндок	Подпись	Дата	Приложение Т Куст скважин N 1	Стадия	Лист	Листов
							Р		6
						Спецификация оборудования, изделий и материалов.	ТПУ ОАР ИШИТР гр. 3-8Т61		

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод – изготовитель	Единица измерения	Количество	Масса единицы кг	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9
PISA 20013	Манометр взрывозащищенный, предел измерений 0..6МПа	ДМ2005Сз1Ех-t(-50-+60°С)-		ОАО "Манотомь"	шт	19	5,5	тел. (3822) 44-26-28
...	класс точности 1,5, степень защиты IP40, исполнение	-6МПа -1,5-IP40		г. Томск				
PISA 20193	радиальный штуцер, t окруж среды -50..+60 °С	ТУ 4212-040-00225590-2001						
	Тип штуцера М20х1,5.							
	маркировка взрывозащиты 1ExdIIBT4							
	Место установки: устье скважин							
PI 20011	Манометр показывающий технический, предел измерений	МПА-У-t(-50-+60°С)-		Томское ОАО	шт	38	1,2	тел. (3822) 44-26-28
...	6МПа, класс точности 1,0, степень защиты IP53,	-6МПа -1,0-IP53		"Манотомь"				
PI 20192	исп-ние радиальный штуцер, t окруж среды -50..+60 °С	ТУ 25-02.180335-84						
	Тип штуцера М20х1,5.							
	Место установки: устье скважин							
PI 2111	Малогабаритный датчик давления	Метран-55-Вн-ДИ-		ПГ "Метран"	шт	2	0,9	тел. в г. Челябинск
PI 2211	взрывозащищенный, мод.515	-515-МП-		г. Челябинск				(351) 798-85-10
	Климат. испол-ние У2, но для работы при t=(-42..+50°С)	-t5-(-42..+50°С)-						(351) 741-46-55
	Верхний предел измерений 6,0 МПа	-050-6,0МПа-42-М20-С-						
	Выходной сигнал 4-20 мА	ТУ4212-009-12580824-2002						
	Маркировка взрывозащиты 1ExdsIIBT4/H2X							
PI 2411	Малогабаритный датчик давления	Метран-55-Вн-ДИ-		ПГ "Метран"	шт	1	0,9	тел. в г. Челябинск
	взрывозащищенный, мод.515	-515-МП-		г. Челябинск				(351) 798-85-10
	Климат. испол-ние У2, но для работы при t=(-42..+50°С)	-t5-(-42..+50°С)-						(351) 741-46-55
	Верхний предел измерений 25,0 МПа	-050-25,0МПа-42-М20-С-						
	Выходной сигнал 4-20 мА	ТУ4212-009-12580824-2002						
	Маркировка взрывозащиты 1ExdsIIBT4/H2X							

Инв.Н подл. Подпись и дата. Взам. инв.Н

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

ФЮРА 425280.019.СО

Лист
2

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод – изготовитель	Единица измерения	Количество	Масса единицы кг	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТА 1111	Датчик–реле температуры	T21BM-1-02-1-2		ЗАО" Орлекс"	шт	2		тел. (0862) 41-01-58
ТА 1211	температура окружающей среды -40...+70 °С, маркировка по взрывозащите IExdIIBT4X, пылевлагозащищенность IP67 Место установки: Технологический блок "ОЗНА-Импульс"			г. Орел				
LA 4711	Преобразователь магнитный поплавковый	ПМП-052-В1600(НР)-M27		НПП "СЕНСОР"	шт	2		т. (8412) 52-35-03
LA 4712	Маркировка по взрывозащите IExdIIBT3 Климатическое исполнение УTuM – t=(-50..+60°С) Верхний уровень измерения В=1600мм, нормально–разомкнутый Длина штуцера емкости h=1300мм Диаметр емкости D=2000мм Общая длина измерительного элемента L=1800мм Тип крепления 1–резьба, гайка M27 Место установки: емкость дренажная E-1/1,2			г. Заречный				
LA 4811	Преобразователь магнитный поплавковый	ПМП-052-В2200(НР)-M27		НПП "СЕНСОР"	шт	1		т. (8412) 52-35-03
	Маркировка по взрывозащите IExdIIBT3 Климатическое исполнение УTuM – t=(-50..+60°С) Верхний уровень измерения В=2200мм, нормально–разомкнутый Длина штуцера емкости h=1900мм Диаметр емкости D=2400мм Общая длина измерительного элемента L=2500мм Тип крепления 1–резьба, гайка M27 Место установки: емкость дренажная E-2			г. Заречный				

Инв.№ подл. Подпись и дата. Взам. инв.№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

ФЮРА.425280.019.СО

Лист

3

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод – изготовитель	Единица измерения	Количество	Масса единицы кг	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТА 1111	Датчик–реле температуры	T21BM-1-02-1-2		ЗАО" Орлекс"	шт	2		тел. (0862) 41-01-58
ТА 1211	температура окружающей среды -40...+70 °С, маркировка по взрывозащите IExdIIBT4X, пылевлагозащитенность IP67 Место установки: Технологический блок "ОЗНА-Импульс"			г. Орел				
LA 4711	Преобразователь магнитный поплавковый	ПМП-052-В1600(НР)-М27		НПП "СЕНСОР"	шт	2		т. (8412) 52-35-03
LA 4712	Маркировка по взрывозащите IExdIIBT3 Климатическое исполнение УTuM – t=(-50..+60°С) Верхний уровень измерения В=1600мм, нормально–разомкнутый Длина штуцера емкости h=1300мм Диаметр емкости D=2000мм Общая длина измерительного элемента L=1800мм Тип крепления 1–резьба, гайка М27 Место установки: емкость дренажная Е-1/1,2			г. Заречный				
LA 4811	Преобразователь магнитный поплавковый	ПМП-052-В2200(НР)-М27		НПП "СЕНСОР"	шт	1		т. (8412) 52-35-03
	Маркировка по взрывозащите IExdIIBT3 Климатическое исполнение УTuM – t=(-50..+60°С) Верхний уровень измерения В=2200мм, нормально–разомкнутый Длина штуцера емкости h=1900мм Диаметр емкости D=2400мм Общая длина измерительного элемента L=2500мм Тип крепления 1–резьба, гайка М27 Место установки: емкость дренажная Е-2			г. Заречный				

Взам. инв.Н

Инв.Н подл. Подпись и дата

Инв.Н подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

ФЮРА.425280.019.СО

Лист

3

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод – изготовитель	Единица измерения	Количество	Масса единицы кг	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТА 1112	Датчик–реле температуры ДТКБ–53				шт	2		
ТА 1212								
	<u>Монтажные материалы</u>							
	Отборное устройство	16–70–см.20–МП–			шт	21		
	ТМ14–2–1–03, ЗК14–2–1–02 установка 2а–1	(0Б22.044.015.00.05)						
	Отборное устройство	40–70–См20–МП–(КПЭ 5х400)			шт	1		
	ТМ14–2–1–03, ЗК14–2–1–02 установка 2а–1							
	Коробка соединительная ТУ 16–685.032–86	КП12–13 ХЛ1		ОАО "ВЭЛАН"	шт	18	0,5	тел. (86552) 3–47–31
	маркировка по взрывозащите 2ExeIIТ5,	Свидетельство о взрыво–		г. Зеленокумск				
	Степень защиты IP54	защищенности						
	количество клемных зажимов–12,	РОСС RU. ГБ05.В00378						
	климатическое исполнение ХЛ1							
	Полка кабельная ТУ 36–1496–85	К1162 У3		ООО "Власта–Пром"	шт	1400	0,51	тел. (3812) 98–01–38
				г. Омск				
	Трубы водогазопроводные ГОСТ 3262–75	ТСВ 20х2,8			м	66		
	Длина L=6м							

Инв.№ подл. Подпись и дата. Взам. инв.№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

ФЮРА 425280.019.СО

Лист

4

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод – изготовитель	Единица измерения	Количество	Масса единицы кг	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Труба асбоцементная	БНТ 100			м	86		
	Короб кабельный прямой (L=2000, H=50, B=100) Степень защиты IP31, ГОСТ 14254–80	ВКП 50x100		ООО "Власта–Пром" г. Омск	шт	490		т.(3812) 980–138
	Короб кабельный угловой (H=50, B=100) Степень защиты IP31, ГОСТ 14254–80	ВКУГ 50x100		ООО "Власта–Пром" г. Омск	шт	7		т.(3812) 980–138
	Короб кабельный тройниковый (H=50, B=100) Степень защиты IP31, ГОСТ 14254–80	ВКТ 50x100		ООО "Власта–Пром" г. Омск	шт	35		т.(3812) 980–138
	<u>Кабельная продукция</u>							
	Кабель контрольный ГОСТ 1508–78 КВВГ 4x1.0				м	1500		
	КВВГ 7x1.0				м	1635		
	КВВГ 10x1.0				м	65		
	КВВГ 4x1.5				м	405		
	КВВГ 10x1.5				м	25		
	Кабель контрольный экранированный							

Инв.№ подл. Подпись и дата. Взам. инв.№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

ФЮРА 425280.019.СО

Лист

5

