

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ИНЖЕНЕРНОЕ БЮРО «АНКОР»

Обустройство Боркмосского нефтяного месторождения

Проектная документация

Раздел 4. Здания, строения и сооружения, входящие в
инфраструктуру линейного объекта

Подраздел 3. Сведения об инженерном оборудовании, о
сетях инженерно-технического обеспечения, перечень
инженерно-технических мероприятий, содержание
технологических решений

Часть 8. Автоматизация комплексная

016-19-ИЛО.ИОС8

Том 4.3.8

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ИНЖЕНЕРНОЕ БЮРО «АНКОР»

Обустройство Боркмосского нефтяного месторождения

Проектная документация

Раздел 4. Здания, строения и сооружения, входящие в
инфраструктуру линейного объекта

Подраздел 3. Сведения об инженерном оборудовании, о
сетях инженерно-технического обеспечения, перечень
инженерно-технических мероприятий, содержание
технологических решений

Часть 8. Автоматизация комплексная

016-19-ИЛО.ИОС8

Том 4.3.8

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

Директор

А. А. Озерин

Главный инженер проекта

И. И. Минхаиров

2022 г.

Содержание тома

Обозначение	Наименование	Примечание
016-19-ИЛО.ИОС8-С	Содержание тома 4.3.8	лист 2
016-19-СП	Состав проектной документации	лист 4
016-19-ИЛО.ИОС8-Т	Текстовая часть тома 4.3.8	лист 6
	<u>Графическая часть</u>	
016-19-ИЛО.ИОС8, лист 1	Структурная схема КТС скв. №111	
016-19-ИЛО.ИОС8, лист 2	Схема автоматизации скв. №111	
016-19-ИЛО.ИОС8, лист 3	Структурная схема КТС скв. №78	
016-19-ИЛО.ИОС8, лист 4	Схема автоматизации скважины №78	
016-19-ИЛО.ИОС8, лист 5	Структурная схема КТС скв. №76	
016-19-ИЛО.ИОС8, лист 6	Схема автоматизации скважины №76	
016-19-ИЛО.ИОС8, лист 7	Структурная схема КТС куста скважин К306	
016-19-ИЛО.ИОС8, лист 8.1, 8.2	Схема автоматизации куста К-306	
016-19-ИЛО.ИОС8, лист 9	Структурная схема КТС пункта налива нефти (ПНН)	
016-19-ИЛО.ИОС8, лист 10	Схема автоматизации ЕП-3/Н-3	
016-19-ИЛО.ИОС8, лист 11	Схема автоматизации ЕП-1/Н-1, ЕП-2/Н-2	
016-19-ИЛО.ИОС8, лист 12	Функциональная схема автоматизации емкости БЕ	
016-19-ИЛО.ИОС8, лист 13	Система контроля загазованности ПНН	
016-19-ИЛО.ИОС8, лист 14	Схема автоматизации емкости сбора промливневых стоков	
016-19-ИЛО.ИОС8, лист 15	Структурная схема КТС УПСВ	
016-19-ИЛО.ИОС8, лист 16.1, 16.2	Функциональная схема автоматизации НГСВ-1, 2	
016-19-ИЛО.ИОС8, лист 17.1, 17.2	Функциональная схема автоматизации ПП-1,2	
016-19-ИЛО.ИОС8, лист 18.1, 18.2	Функциональная схема автоматизации ОГ - 1, 2, 3	
016-19-ИЛО.ИОС8, лист 19.1, 19.2	Функциональная схема автоматизации БЕ - 1, 2. Площадка насосов Н - 3.1, 3.2	
016-19-ИЛО.ИОС8, лист 20.1, 20.2	Функциональная схема автоматизации ОГЖФ-1,2. Площадка насосов Н-4.1, 4.2	

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

016-19-ИЛО.ИОС8-С

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Орешин			
Н. контр.		Мандрова			
ГИП		Минхаиров			

Содержание тома 4.3.8

Стадия	Лист	Листов
П	1	2
ООО «Инженерное Бюро «АНКОР»		

Обозначение	Наименование	Примечание
016-19-ИЛО.ИОС8, лист 21.1, 21.2	Функциональная схема автоматизации факельной установки	
016-19-ИЛО.ИОС8, лист 22	Функциональная схема автоматизации газосепаратора ГС-1	
016-19-ИЛО.ИОС8, лист 23	Функциональная схема автоматизации ЕД-1/Н-1	
016-19-ИЛО.ИОС8, лист 24	Функциональная схема автоматизации ЕД-2/Н-2, ЕД-3/Н-3	

Инов. №подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

							016-19-ИЛО.ИОС8-С	Лист
								2
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Состав проектной документации

Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание
0	016-19-СП	Раздел 0. Состав проекта	
1	016-19-ПЗ	Раздел 1. Пояснительная записка	
2	016-19-ППО	Раздел 2. Проект полосы отвода	
		Раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	
3.1	016-19-ТКР1	Подраздел 1. Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения. Нефтегазосборные трубопроводы	
3.2	016-19-ТКР2	Подраздел 2. Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения. Электрические воздушные линии	
3.3	016-19-ТКР3	Подраздел 2. Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения. Автомобильные дороги	
		Раздел 4. Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта	
4.1	016-19-ИЛО.ПЗУ	Подраздел 1. Схема планировочной организации земельного участка	
4.2	016-19-ИЛО.КР	Подраздел 2. Конструктивные и объемно-планировочные решения	
		Подраздел 3. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений	
4.3.1	016-19-ИЛО.ИОС1	Часть 1. Система электроснабжения	
4.3.2	016-19-ИЛО.ИОС2	Часть 2. Система водоснабжения	
4.3.3	016-19-ИЛО.ИОС3	Часть 3. Система водоотведения	
4.3.4	016-19-ИЛО.ИОС4	Часть 4. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети	
4.3.5	016-19-ИЛО.ИОС5	Часть 5. Сети связи	
-		Часть 6. Система газоснабжения	не требуется
4.3.7	016-19-ИЛО.ИОС7.1	Часть 7. Технологические решения	
4.3.8	016-19-ИЛО.ИОС8	Часть 8. Автоматизация комплексная	
-		Часть 9. Электрохимическая защита от коррозии	не требуется
4.3.10	016-19-ИЛО.ИОС10	Часть 10. Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием	
4.3.11	016-19-ИЛО.ИОС11	Часть 11. Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов	

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

016-19-СП

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Минхаиров			
Н. контр.		Мандрова			
ГИП		Минхаиров			

Состав проектной документации

Стадия	Лист	Листов
П	1	2

ООО «Инженерное Бюро «АНКОР»

Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание
5	016-19-ПОС	Раздел 5. Проект организации строительства	
-	016-19-ПОД	Раздел 6. Проект организации работ по сносу или демонтажу линейного объекта	не требуется
		Раздел 7. Мероприятия по охране окружающей среды	
7.1	016-19-ООС1	Часть 1. Мероприятия по охране окружающей среды	
7.2	016-19-ООС2	Часть 2. Проект рекультивации нарушенных земель	
		Раздел 8. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности	
8.1	016-19-ПБ1	Часть 1. Основные решения	
8.2	016-19-ПБ2	Часть 2. Сигнализация	
-		Раздел 9. Смета на строительство	не требуется
		Раздел 10. Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами. Требования к обеспечению безопасной эксплуатации объектов капитального строительства	
10.1	016-19-ГОЧС	Подраздел 1. Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера	
		Раздел 2. Декларация промышленной безопасности опасных производственных объектов	
10.2.1	016-19-ДПБ1	Книга 1. Декларация промышленной безопасности опасных производственных объектов	
10.2.2	016-19-ДПБ2	Книга 2. Расчетно-пояснительная записка	
10.2.3	016-19-ДПБ3	Книга 3. Информационный лист	
10.3	016-19-ТБЭ	Подраздел 3. Требования к обеспечению безопасной эксплуатации объекта капитального строительства	

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			016-19-СП						2
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Оглавление

Содержание тома	2
Состав проектной документации	4
Оглавление.....	1
1 Исходные данные	3
2 Общие положения	3
2.1 Цели, назначение и область использования системы.....	3
3 Нормы, стандарты, сокращения, определения.....	5
3.1 Подтверждение соответствия проектных решений действующим нормам и правилам безопасности.....	5
3.2 Порядок приоритетности документов.....	5
3.3 Нормы и стандарты	5
3.4 Принятые сокращения.....	5
3.5 Определения.....	6
4 Описание процесса деятельности.....	7
4.1 Состав процедур (операций) с учетом обеспечения взаимосвязи и совместимости процессов автоматизированной и неавтоматизированной деятельности	7
4.2 Требования к организации работ в условиях функционирования системы.....	7
5 Описание постановки задачи	9
6 Состав сооружений.....	10
6.1 Структура АСУ ТП	11
6.2 Функции АСУ ТП.....	12
6.3 Состав устройств контроля и управления.....	12
6.4 Обогрев КИПиА.....	14
6.5 Требования к быстродействию и качеству реализации функций (1ЕС/МЭК 61508, 61511)	14
6.6 Решения по программному обеспечению.....	15
6.6.1 Состав и функции программного обеспечения	15
6.6.2 Средства и языки программирования	16
6.6.3 Алгоритмы процедур и операций и методы их реализации	16
6.6.4 Система защиты и уровни доступа	16
6.6.5 Решения по организации операторского интерфейса	16
6.7 Решения по информационной безопасности.....	17
7 Сбор информации.....	18
8 Объёмы автоматизации.....	18
8.1 Обустройство скважин	18
8.1.1 Добывающая скважина	18
8.1.2 Дренажная емкость (ЕД-1)	18
8.1.3 Установка дозирования химреагентов (УДЭ).....	18
8.2 Установка предварительного сброса воды УПСВ	18
8.2.1 Сепаратор нефтегазовый (НГСВ-1 НГСВ-2).....	18
8.2.2 Дренажная емкость с насосом (ЕД1/Н1, ЕД2/Н2)	19
8.2.3 Отстойники горизонтальные (ОГ-1,2,3).....	19
8.2.4 Система автоматизации емкости буферной (БЕ-1, БЕ-2) предусматривает.....	20
8.2.5 Подогреватели путевые (ПП-1,2)	20
8.2.6 Насосный агрегат (Н-3.1, Н-3.2, Н-5.1, Н-5.2).....	20
8.2.7 Конденсатосборник с двумя насосам (КС-1/Н-4.1,4.2).....	21

Согласовано			
Взам. инв. №			
Подп. и дата			
Инв. № подл.			

016-19-ИЛО.ИОС8-Т

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
						Текстовая часть тома 4.3.8	Стадия	Лист	Листов
							П	1	27
							ООО «Инженерное Бюро «АНКОР»		
Разраб.		Орешин							
Н. контр.		Мандрова							
ГИП		Минхаиров							

8.2.8 Факел аварийного сжигания газа УФА	21
8.2.9 отстойник с гидрофобным жидкостным фильтром (ОГЖФ-1, 2)	22
8.3 Пункт налива нефти.....	22
8.3.1 Дренажная емкость с насосом (ЕП-1/Н-1, ЕП-2/Н-2, ЕП-3/Н-3).....	22
8.3.2 Система автоматизации емкости буферной (БЕ) предусматривает:	22
8.3.3 Дренажная емкость (ДЕ).....	22
8.3.4 Насосный агрегат (Н-4)	23
8.3.5 Узел нижнего налива	23
9 Сведения о прокладке проводов и кабелей	24
10 Размещение и монтаж приборов и средств автоматизации.....	25
11 Электропитание и заземление средств автоматизации.....	26
Таблица регистрации изменений	27

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									2
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	016-19-ИЛО.ИОС8-Т			

1 Исходные данные

Данный раздел проекта «Обустройство Боркмосского нефтяного месторождения» разработан на основании задания на проектирование, а так же заданий и решений, принятых в технологической части проекта.

2 Общие положения

Настоящий документ содержит основные технические решения по автоматизации объекта «Обустройство Боркмосского нефтяного месторождения».

Проектируемая автоматизированная система управления технологическими процессами основывается на принципах построения автоматизированных систем, обеспечивающих выполнение централизованного контроля и управления, высокую надежность, стабильность технологического процесса, защиту окружающей среды, а также безопасность эксплуатации.

2.1 Цели, назначение и область использования системы

Технико-экономическими целями автоматизации объекта «Обустройство Боркмосского нефтяного месторождения» являются:

- обеспечение высоких технико-экономических показателей работы основного технологического оборудования за счет выполнения требований технологического регламента, исключения ошибочных действий оперативного производственного персонала, минимизация времени реагирования на аварийные ситуации;
- обеспечение непрерывного контроля работы основного технологического оборудования и системы жизнеобеспечения, своевременного оповещения о выходе контролируемых параметров за пределы уставок;
- обеспечение высокого уровня безопасности за счет развитых средств сигнализации, блокировок и защит с минимальным временем реагирования;
- повышение надежности автоматизированного управления технологическими объектами с использованием самодиагностики аппаратных и программных средств АСУ ТП;
- уменьшение затрат на эксплуатацию;
- сокращение количества оперативного и эксплуатационного персонала, вследствие уменьшения трудоемкости обслуживания;
- сокращение объемов энергопотребления;
- создание архива режимов работы и состояния оборудования с обеспечением быстрого доступа и автоматизированной обработке данных;
- увеличение межремонтного срока работы основного оборудования;
- улучшение условий труда оперативного и эксплуатационного персонала за счет автоматизации рабочих мест с удобным представлением информации о ходе технологического процесса;
- обеспечение руководства предприятия точной, достоверной и оперативной информацией о работе оборудования для повышения эффективности принятия решений по управлению технологическими процессами на базе единой и связанной системы диспетчеризации и автоматизированного диалогового режима работы.

АСУТП предназначена для выполнения следующих функций:

- сбор и обработка информации;
- контроль и управление ходом технологических процессов;
- контроль состояния системы и технологического оборудования;
- постоянный контроль состояния воздушной среды в пределах объекта;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			016-19-ИЛО.ИОС8-Т						
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

- постоянный анализ изменения параметров в сторону критических значений и прогнозирование возможной аварии;
- действия средств локализации аварийной ситуации, выбор и реализацию оптимальных управляющих воздействий;
- автоматическая защита технологического оборудования по аварийным и предельным значениям контролируемых параметров;
- программное управление подготовкой и переключением оборудования по командам оператора;
- обнаружение отказов оборудования при его работе и при переключениях;
- отображение и регистрация контролируемых технологических параметров, характеризующих состояние оборудования;
- сохранение истории хода технологических процессов и предоставление архивных данных технологическому персоналу в удобной форме;
- формирование журнала событий и системного журнала, выдача отчётных документов о ходе технологических процессов, работе системы, действиях оперативного персонала;
- контроль доступа в систему.
- обмен информацией с вышестоящим уровнем управления предприятием;

АСУТП должна обеспечивать:

- автоматическое и местное ручное управление, включающее:
 - автоматизацию управления технологическими объектами, поддержание заданных режимов работы и условий эксплуатации оборудования;
 - автоматическое регулирование технологических параметров;
 - автоматическую защиту технологических объектов и сооружений.
- дистанционное управление, включающее:
 - централизованный контроль и управление технологическим процессом;
 - централизованное управление технологическими объектами;
 - сброс логики отключения (квитирование) функции блокировок и защит, после устранения причин, из централизованного пункта управления.

Контроль и управление ходом технологических процессов (уровень ЛСА/ЛСУ/ТМ) осуществляется путём сбора технологических параметров с оборудования и датчиков, вычисления и анализа технологических параметров, выдачи управляющих воздействий на исполнительные механизмы согласно заданному алгоритму.

Обеспечение функций блокировок и защит осуществляется путём сбора и анализа значений критичных технологических параметров. В случае достижения критичным параметром аварийного значения выдается управляющее воздействие на исполнительные механизмы, в соответствии с заданным алгоритмом перевода технологического процесса и оборудования в безопасное состояние.

АСУТП позволяет дистанционно в режиме реального времени контролировать параметры, определяющие безопасность на объекте. Информация о регистрации параметров, определяющих опасность процессов, а также о срабатывании систем защиты (с записью в журнале событий), переданная в автоматизированную систему управления технологическими процессами эксплуатирующей организации (архивирование) и Ростехнадзор, хранится в течение 3 месяцев.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	4

3 Нормы, стандарты, сокращения, определения

3.1 Подтверждение соответствия проектных решений действующим нормам и правилам безопасности

Все технические решения по автоматизации проектируемых объектов, обеспечивающие безопасную эксплуатацию проектируемых объектов при соблюдении всех технологических параметров, приняты в соответствии с требованиями действующих норм и правил.

3.2 Порядок приоритетности документов

Российские федеральные и региональные положения и стандарты имеют приоритет по отношению к остальным; однако, если международные нормы и стандарты являются более жёсткими, то применяются последние.

Порядок приоритета нормативов:

- национальное законодательство РФ и региональные требования;
- требования ГОСТ и СНИП;
- международные нормативы, стандарты, правила;
- технические условия и связанные с ними требования;
- схемы трубопроводов и КИП (P&ID);
- документация Поставщика.
- Нормы и стандарты

3.3 Нормы и стандарты

Полный перечень нормативной документации, использованной при выполнении проекта, приведён в Приложении А.

3.4 Принятые сокращения

АРМ	Автоматизированное рабочее место
АСУТП	Автоматизированная система управления технологическими процессами
БДР	Блок дозирования реагента
БКО	Блочное-комплектное оборудование
ВОЛС	Волоконно-оптическая линия связи
ДП	Диспетчерский пункт
ДЭС	Дизельная электростанция
ЗРУ	Закрытое распределительное устройство
ИБП	Источник бесперебойного питания
КИПиА	Контрольно-измерительные приборы и автоматика
КТП	Комплектная трансформаторная подстанция
ЛСУ	Локальная система управления
МПУ	Местный пункт управления
ОВиКВ	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха
ПАЗ	Система противоаварийной защиты
ПИД	Пропорционально-интегрально-дифференциальное (регулирование)
ПЛК	Программируемый логический контроллер
ПУЭ	Правила устройства электроустановок
РСУ	Распределенная система управления
СМС	Система мониторинга состояния оборудования КИПиА
СПСиПТ	Система пожарной сигнализации и пожаротушения
ЧМИ	Человеко-машинный интерфейс

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. №подл.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	016-19-ИЛО.ИОС8-Т	Лист
							5

3.5 Определения

Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУТП) – система управления, предназначенная для нормального и противоаварийного управления комплексом технологических сооружений.

Распределенная система управления (PCУ) – конфигурируемый территориально и функционально распределенный, основанный на микропроцессорной технике комплекс, осуществляющий автоматическое автоматизированное управления технологическими сооружениями. Система PCУ предназначена также для защиты жизни производственного персонала, технологического оборудования, окружающей среды путем обнаружения и уведомления на ранней стадии утечек углеводородного сырья, а также принятия мер предупреждения возникновения взрыва углеводородного сырья. PCУ включает в себя автоматизированные рабочие места операторов (персональные компьютеры, оснащенные средствами звуковой и световой сигнализации, средствами печати и подготовки отчетности, средствами промышленной связи), управляющие контроллеры с модулями ввода/вывода, кабельные линии КИПиА. Управление процессом в замкнутом цикле PCУ осуществляется с помощью основанных на микропроцессорах управляющих контроллерах, которые имеют средства для сканирования входных данных, генерация соответствующих управляющих сигналов и выдачу их на исполнительные механизмы. Прием и передача данных обеспечивается использованием промышленной сети. Расположенные на площадке приборы и исполнительные механизмы, связанные с управляющими контроллерами, также входят в состав системы.

Интеллектуальные КИПиА – датчики и исполнительные механизмы, имеющие в своем составе микропроцессорное устройство, обеспечивающее расширенные средства конфигурирования, диагностики, приема и передачи данных. Использование с системе управления интеллектуальных КИПиА позволяет реализовать систему мониторинга оборудования КИПиА с целью повышения надежности и безопасности системы в целом.

Локальная система управления (ЛСУ) – система управления, поставляемая совместно с комплектной технологической установкой и осуществляющая управление и контроль установкой в полном объеме. При необходимости ЛСУ включает подсистемы противоаварийной защиты и обнаружения пожара и загазованности. ЛСУ должна иметь канал передачи данных на вышестоящий уровень управления, обеспечивающий ее подключение к контроллерам PCУ.

Программируемый логический контроллер (ПЛК) / управляющий контроллер – микропроцессорное логическое решающее устройство, непосредственно выполняющее функции сбора, передачи и обработки данных, управления и регулирования путём формирования выходных сигналов.

Единое окно - в основу систем управления установкой, обеспечения безопасности и мониторинга, а также систем пакетного управления, должен быть положен принцип "единого окна". Принцип "единого окна" должен быть реализован при помощи PCУ и АРМ оператора через интерфейсы связи с другими системами.

Одноранговая связь - иерархия передачи сообщений без выделения главного устройства в цепи передачи сообщения. Каждое устройство может запрашивать информацию у других устройств и передавать команды другим устройствам в цепочке передачи данных.

Эргономика (человеческие факторы) – применение науки о физических свойствах и мышлении человека в сочетании с техническими науками для достижения оптимального качества работы человека и взаимодействия между человеком и машиной.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №
						Подп. и дата
						Инв. № подл.

4 Описание процесса деятельности

4.1 Состав процедур (операций) с учетом обеспечения взаимосвязи и совместимости процессов автоматизированной и неавтоматизированной деятельности

Состав процедур (операций) выполняемых эксплуатационным персоналом с учётом взаимосвязи и совместимости процессов автоматизированной и неавтоматизированной деятельности будет подробно описан в регламенте эксплуатации соответствующих технологических установок, площадок и объектов. В общем случае будет определён порядок взаимодействия персонала, обусловленный использованием автоматизированной системы управления, например при выполнении следующих операций:

- местное ручное управление технологическими установками;
- управление технологическими установками с использованием локальных панелей отображения, установленных в МПУ, щитовых блочных установок или переносных пультов оператора;
- периодическая подготовка отчётов о производственной деятельности;
- обслуживание КИПиА и т.д.

4.2 Требования к организации работ в условиях функционирования системы

Весь персонал, участвующий в работе АСУТП делится на оперативный и эксплуатационный персонал, а также разнесен по уровням доступа к функциям системы.

Весь персонал делится на следующие группы:

- руководство;
- группа технологов;
- группа операторов;
- группа технической поддержки;
- системный инженер.

Персонал группы руководства относится к оперативному и находится на уровне супервизорского надзора. В данную группу входит начальник цеха и начальники смен. Персонал из данной группы руководит остальным персоналом предприятия.

Персонал группы технологов относится к оперативному и находится на уровне оперативного контроля и управления ходом технологических процессов. В данную группу входят технологи, ответственные за параметры работы технологических процессов установок. Доступ к функциям системы для работников данной группы осуществляется через автоматизированные рабочие места операторов или удаленные клиентские места.

Персонал группы операторов относится к оперативному и находится на уровне оперативного контроля и управления ходом технологических процессов.

Персонал группы технической поддержки относится к эксплуатационному и находится на уровне инженера АСУТП, администратора системы. В данную группу входят инженеры и работники, обеспечивающие нормальную и бесперебойную эксплуатацию системы в составе:

- инженеры АСУТП;
- инженеры КИПиА;
- электрики;
- слесари КИПиА.

При необходимости доступа данного персонала к информационным ресурсам АСУТП в системе предусмотрена инженерная станция. Системный инженер относится к эксплуатационному персоналу и находится на уровне инженера АСУТП, администратора системы. Данный работник обеспечивает администрирование прав остальных пользователей на доступ к функциям системы, настраивает работу информационных ресурсов системы,

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. №подл.					016-19-ИЛО.ИОС8-Т	Лист 7
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.		

осуществляет эксплуатационную проверку информационных каналов связи верхнего уровня. Для доступа к функциям системы данный работник оснащен автоматизированным рабочим местом на инженерной станции.

Исходя из местных реальных условий, на основании соответствующих должностных инструкций и распоряжений, возможно совмещение функциональных обязанностей персонала и расширение зоны обслуживания.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

016-19-ИЛО.ИОС8-Т

5 Описание постановки задачи

В состав комплекса задач, решаемых при создании АСУТП, входят следующие задачи:

- сбор и обработка информации – обеспечивается своевременность, достоверность, полнота данных, а в итоге обработки: актуальность информации;
- контроль и управление технологическим процессом и оборудованием:
 - автономное автоматическое управление;
 - дистанционное операторское управление.
- отображение информации (функциональность, актуальность, эргономичность);
- формирование архивной информации;
- формирование журнала событий и системного журнала;
- контроль доступа в систему;
- обеспечение требуемой надежности и безопасности.

Решение перечисленного комплекса задач обеспечивает выполнение следующих функций АСУТП (более подробно изложенных в соответствующих разделах):

- автоматизация управления технологическими объектами, поддержание заданных режимов работы и условий эксплуатации оборудования;
- автоматическая защита технологических объектов и сооружений;
- автоматическое регулирование технологических параметров;
- централизованный контроль за технологическими объектами из соответствующих диспетчерских пунктов;
- централизованное управление технологическими объектами из соответствующих диспетчерских пунктов.

Перечисленные задачи решаются на базе современных программно-аппаратных средств.

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

							016-19-ИЛО.ИОС8-Т	Лист
								9
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

6 Состав сооружений

В состав существующих объектов «Обустройство Боркмосского нефтяного месторождения» входят следующие основные здания и сооружения:

Обустройство куста скважин К-306

- добывающие скважины - 4шт
- дренажная емкость ЕД-1 - 1шт
- установка дозирования химреагентов УДЭ - 1шт
- узел замера жидкости - 1 шт

Обустройство скважины №111

- добывающие скважины - 1шт
- дренажная емкость ЕД-1 - 1шт
- установка дозирования химреагентов УДЭ - 1шт

Обустройство скважины №78

- добывающие скважины - 1шт
- установка дозирования химреагентов УДЭ - 1шт

Обустройство скважины №76

- добывающие скважины - 1шт
- дренажная емкость ЕД-1 - 1шт
- установка дозирования химреагентов УДЭ - 1шт

Установка предварительного сброса воды УПСВ

- сепаратор нефтегазовый НГСВ-1 НГСВ-2 -2 шт.
- отстойник нефти ОГ-1, ОГ-2, ОГ-3 -3 шт.
- емкость буферная БЕ-1, БЕ-2 -2 шт.
- газосепаратор вертикальный ГС-1 -1 шт.
- емкость подземная дренажная с насосом ЕД1/Н1, ЕД2/Н2 -2 шт.
- емкость для сбора конденсата с насосами КС-1/Н-4.1, Н-4.2 -1 шт.
- подогреватель путевой ПП-1, ПП-2 -2 шт.
- центробежный насос Н-3.1, Н-3.2 -2 шт.
- трубный газовый расширитель ТГР -1 шт.
- факел аварийного сжигания газа УФА -1 шт.
- Устройство пуска очистных устройств КЗОУ -1 шт.
- узел учета газа УУГ-1, 2, 3, 4 -4 шт.
- узел учета нефти УУН-1 - 1 шт.
- отстойник с гидрофобным жидкостным фильтром ОГЖФ-1, 2 - 2 шт.
- центробежный насос Н-5.1, Н-5.2 - 1 шт.
- узел учета воды УУВ - 1 шт.

Пункт налива нефти

- устройство приема очистных устройств и средств диагностики КПОУ - 1 шт.
- емкость буферная БЕ - 1 шт.
- центробежный насос Н-4 - 1 шт.
- емкость подземная дренажная с насосом ЕП-1/Н-1, ЕП-2/Н-2, ЕП-3/Н-3 - 3 шт.
- емкость подземная дренажная ДЕ - 3 шт.
- узел учета нефти УУН - 1 шт.
- узел нижнего налива - 1 шт.

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	016-19-ИЛО.ИОС8-Т	Лист
							10

6.1 Структура АСУ ТП

Структура АСУ ТП должна обеспечивать выполнение функций контроля и управления.

В соответствии с принятой архитектурой функции АСУ ТП, распределяются по уровням следующим образом:

Нижний уровень – полевые средства автоматики, установленные непосредственно на контролируемом объекте;

Средний уровень - программируемые логические контроллеры, локальных систем управления. Средства среднего уровня обеспечивают прием, обработку и передачу сигналов на верхний уровень, а также срабатывание заложенных алгоритмов для объектов управления.

Верхний уровень – уровень оперативно-производственных служб (ОПС), реализуется на базе персональных компьютеров с организацией автоматизированных рабочих мест (АРМ) персонала ОПС.

Внутрисистемная связь базируется на каналах информационной связи и каналобразующих аппаратных средствах.

Информационная связь внутри подсистемы (между контролером и ЛСУ) реализована по интерфейсам Ethernet (протокол Modbus TCP) и RS485 (протокол Modbus RTU).

Система функционирует в круглосуточном режиме и ориентирована на работу в реальном масштабе времени.

Профилактические работы, их периодичность для отдельных технических устройств системы оговорены в инструкциях по эксплуатации этих устройств. Профилактические работы, а также замена неисправных модулей и блоков проводятся в оперативном режиме работы, т.е. без нарушения функционирования системы и объектов управления.

В системе предусмотрена автоматическая диагностика технических средств и программного обеспечения.

Диагностика технических средств предусматривает проверку состояния всех технических средств, включая контроль неисправности каналов связи и их аппаратуры, отказы системных источников питания, обрывы цепей аналоговых датчиков 4...20 мА, состояние исполнительных механизмов (ИМ).

Для обеспечения возможностей развития и модернизации системы предусмотрен не менее чем 20-процентный резерв по каналам ввода/вывода, свободным портам сетевого оборудования, вычислительным мощностям.

Решения по техническому обеспечению строятся с применением общих решений в части ПТС, связи, интерфейсов и протоколов.

Системы строятся на базе единых ПТС: модули ввода/вывода, обеспечивающие сбор информации и выдачу управляющих воздействий на исполнительные механизмы.

Сетевые решения резервированы и базируются на использовании общепризнанных международных стандартах организации передачи данных и обслуживания устройств децентрализованной периферии.

ПТК поставляется на объект в состоянии полной заводской готовности, с отлаженными программами сбора, обработки, представления информации, автоматического управления, прошедшими соответствующие заводские испытания у изготовителя.

Система строится по принципу территориального рассредоточения.

Контроллеры, станции ввода/вывода, ИБП и коммутационное оборудование должно размещаться в специализированных шкафах. В комплекте поставки системы предусматривается поставка комплекта ЗИП, достаточного для эксплуатации средств управления в течение 2-х лет. Состав ЗИП, его объем и номенклатура, должны быть согласованы с Заказчиком.

Созданная система является многофункциональной, восстанавливаемой, непрерывного действия и характеризуется показателями безотказности по основным выполняемым функциям

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	016-19-ИЛО.ИОС8-Т	Лист 11

в соответствии с ГОСТ 24.701-86, ремонтпригодности согласно ОСТ 25 1219-85 и долговечности согласно ГОСТ 24.104-85.

АСУ ТП, функционирует в одном из следующих режимов:

- ручной;
- автоматический;
- автоматизированный.

6.2 Функции АСУ ТП

- автоматическое с заданной точностью измерение текущих значений технологических параметров;
- оптимальное и эффективное управление технологическими процессами;
- оперативное планирование и комплексное регулирование режимов работы;
- дистанционное управление ИМ;
- представления оператору информации о состоянии объекта управления;
- сигнализацию отклонений технологических параметров от установленных допустимых пределов;
- протоколирование нарушений заданных режимов работы оборудования и отклонений параметров от нормы;
- защиту информации от несанкционированного доступа;
- диагностику технических средств;
- ведение технологической базы данных;
- учет наработки технологических аппаратов, агрегатов, вспомогательного оборудования;
- сигнализация и анализ срабатывания блокировок;
- формирование отчетных документов;
- ручное отключение звуковой сигнализации о принятом извещении с сохранением индикации и последующее включение звуковой сигнализации при появлении нового извещения;
- ручное выключение любого из шлейфов сигнализации с автоматической выдачей информации об этом на АРМ оператора;
- автоматическое бесперебойное переключение электропитания с основного на резервный и обратно с отображением информации на АРМ оператора.
- контроль срабатывания вентиляторов;
- возможность программирования тактики формирования извещения о пожаре.

6.3 Состав устройств контроля и управления

На проектируемых объекта предусматриваются устройства контроля и управления, состоящие из первичных и вторичных измерительных и сигнализирующих приборов, программируемых логических контроллеров.

Приборы и средства автоматизации, устанавливаемые во взрывоопасной зоне, должны быть во взрывозащищенном исполнении и иметь уровень взрывозащиты, отвечающий требованиям, предъявляемым ПУЭ (вид взрывозащиты – категории и группе взрывоопасной смеси). Приборы, имеющие вид взрывозащиты «искробезопасная цепь», используются с соответствующими барьерами искрозащиты.

Приборы и средства автоматизации, устанавливаемые на открытом воздухе, должны иметь степень защиты от воздействия пыл и воды не ниже IP53 (ГОСТ 14254-96) и возможность эксплуатации на открытом воздухе при температуре от минус 40 до плюс 50 °С.

Приборы, размещаемые в помещениях, должны иметь степень защиты от воздействия пыли и воды не ниже IP20 (ГОСТ 14254-96) и возможность эксплуатации в закрытых

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	016-19-ИЛО.ИОС8-Т	Лист	
								12

помещениях без агрессивных факторов, с температурой окружающего воздуха от плюс 5 до плюс 35 °С.

Ниже перечислены средства контроля и управления, применяемые в проекте.

Приборы для измерения температуры.

Для измерения температуры применяются датчики температуры на базе термопреобразователя сопротивления Pt100 в качестве чувствительного элемента в комплекте с измерительным преобразователем (расположенным в головной части). Преобразователь – интеллектуальный, с выходным сигналом 4-20 мА.

Термоэлемент должен быть защищен по всей длине защитным материалом (нержавеющая сталь).

Для удобства демонтажа прибора, без остановки технологического процесса, применяются термокарманы.

Приняты датчики температуры без дисплея. Тип присоединения – резьбовое М20х1,5.

Для местного контроля температуры применены термометры показывающие.

Приборы для измерения давления

Преобразователи абсолютного давления соответствуют требованиям ГОСТ 22520-85.

Нормальное рабочее давление не выше 65% от верхнего откалиброванного предела измерения преобразователя.

Преобразователи приняты интеллектуальными с выходным сигналом 4-20 мА с поддержкой HART протокола.

Номинальная статическая характеристика преобразователей – линейная.

Преобразователи абсолютного давления выдерживают перегрузку давления в размере 1,25 от верхнего предела измерений.

Преобразователи перепада давления выдерживают одностороннюю перегрузку в размере 100% от величины предельного рабочего давления.

Все части, контактирующие с измеряемой средой, изготовлены из устойчивого к коррозии материала с учетом свойств измеряемой среды.

Приборы, предназначенные для измерения абсолютного давления, имеют барометрическую компенсацию показаний.

Датчики давления комплектуются 2-х вентильными блоками (3-х вентильными для перепада давления). Датчики давления по возможности устанавливаются непосредственно на трубопроводе (технологическом оборудовании), при невозможности - на стойках КИП.

Приняты приборы измерения абсолютного давления без дисплея. Тип присоединения – резьбовое М20х1,5.

Для местного контроля давления применены манометры.

Приборы для измерения и сигнализации уровня

Для измерения уровня в технологических аппаратах используются микроволновые контактные уровнемеры.

Для сигнализации предельных уровней используются вибрационные сигнализаторы уровня.

Для измерения и местного указания уровня в резервуарах применяются уровнемеры байпасные с датчиками уровня и магнитным указателем уровня.

Выбираемые приборы уровня обеспечиваются несложной заменой и техобслуживанием при непрерывной эксплуатации.

Газоанализаторы

Для предупреждения возможности возникновения опасных ситуаций и обеспечения безопасности установок предусматривается автоматический контроль наличия в воздухе рабочей зоны дозврывоопасных концентраций (ДВК) горючих газов Выходной сигнал 4...20 мА.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. №подл.				
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.

Приборы контроля несанкционированного доступа

Для контроля несанкционированного доступа используются путевые выключатели.

6.4 Обогрев КИПиА

Полевые приборы для измерения замерзающих сред при низкой температуре окружающего воздуха, а так же приборы, электроника которых не рассчитана на работу в условиях низких температур окружающего воздуха, устанавливаются в термочехлах или термошкафах с электрообогревом.

Системы обогрева рассчитаны на обеспечение стабильной и точной работы приборов и средств автоматизации и гарантируют безопасную эксплуатацию и техобслуживание установок.

Системы обогрева на наружной установке должны работать, когда температура окружающей среды будет ниже 5 °С, и рассчитаны таким образом, чтобы поддерживать безопасную температуру, когда температура окружающей среды будет минимальной.

6.5 Требования к быстродействию и качеству реализации функций (1ЕС/МЭК 61508, 61511)

Быстродействие реализации функций системы должно удовлетворять следующим требованиям:

- цикл опроса аналоговых и дискретных параметров с технологических объектов управления - не более 1 с;
- решение вычислительных задач по контролю текущих режимов работы и работы технологического оборудования - не более 3 с;
- выявление аварийных, предаварийных ситуаций и представление информации об этих событиях - не более 0,25 с;
- доставка команд управления на исполнительные механизмы – не более 0,25 с;
- периодичность обновления текущего видеокadra - не более 1 с;
- время реакции на вызов нового изображения - не более 2,5 с.

Подготовка исходных данных для расчётов включает в себя определение средних значений переменных, а также вычисление нарастающих итогов и суммарных значений за определённые интервалы времени. Процедуры расчета накопленных значений должны быть устойчивы к отсутствию данных при выходе из строя датчиков или оборудования вычислительного комплекса.

Для всех фоновых расчётных задач должна быть обеспечена возможность повторного запуска без разрушения информации базы данных и изменения даты и времени последнего расчёта, выполненного в соответствии с периодичностью их запуска.

Средства автоматизированного составления документов должны предусматривать возможность генерации и модификации отчетов без перепрограммирования.

Все документы должны печататься в утвержденной форме и должны сопровождаться календарной датой и временем, соответствующим периоду печати.

Доступ к информации со стороны рабочих станций системы ориентирован на использование технологическим персоналом, и поэтому должен обеспечивать представление различных категорий данных, а также ввод данных в систему наиболее простым и естественным способом.

Скорость обмена данными между различными узлами системы должна быть достаточной для выполнения требований, предъявляемых к функциям системы.

Сопровождение информационного и программного обеспечения выполняется с помощью программных средств, ориентированных на обслуживающий персонал ИАСУ. Средства разработки должны обеспечивать возможность создания и конфигурирования

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

информационно-управляющих функций системы, редактирования, визуализации и самодокументирования.

6.6 Решения по программному обеспечению

Программное обеспечение системы будет обеспечивать стабильный режим работы, иметь широкие функциональные возможности и базироваться на современных программных продуктах. Состав программного обеспечения определяется с учетом используемого при реализации проекта контроллерного оборудования.

Программное обеспечение системы будет осуществлять:

- быструю настройку программ для решения конкретных прикладных задач;
- объектно-ориентированное управление технологическим процессом;
- архивирование информации в базах данных;
- представление информации в табличной или графической форме (в виде трендов) за прошедший период времени;
- защиту информации в системах управления от несанкционированного доступа с использованием системы паролей и регистрации пользователей;
- обмен в диалоговом режиме с базами данных смежных систем;
- диагностику состояния систем управления, полевых приборов и исполнительных механизмов на технологических объектах магистрального газопровода.

Программное обеспечение верхнего уровня будет открытым для разработки пользователями драйверов работы системы с контроллерами и интеллектуальными датчиками различных изготовителей.

6.6.1 Состав и функции программного обеспечения

Программное обеспечение системы управления состоит из следующих видов:

- общее программное обеспечение,
- специальное программное обеспечение.

Общее программное обеспечение включает в себя программное обеспечение производителя контроллерного, компьютерного и коммуникационного оборудования, интеллектуального технологического оборудования и локальных автоматизированных систем.

Общее программное обеспечение системы состоит из следующих программных продуктов:

- операционная система сервера;
- операционная система рабочей станции;
- система управления базами данных;
- браузер;
- Microsoft Office;
- система программирования ПЛК;
- система визуализации системы управления;
- программные пакеты ведения архивов, построения трендов, создания отчетов.

Специальное программное обеспечение - это программное обеспечение, реализующее функции системы управления, разработанное инструментальными средствами общего программного обеспечения.

Виды специального программного обеспечения системы управления:

- конфигурационная информация и параметры настройки программируемого оборудования системы;
- программные модули, реализующие алгоритм работы системы;
- программные модули расширенной диагностики оборудования;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.					016-19-ИЛО.ИОС8-Т	Лист
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.		
							15	

- программные модули сетевого обмена данными между подсистемами и частями системы управления;
- скриптовые модули SCADA;
- программные модули экспорта/импорта данных.

6.6.2 Средства и языки программирования

Средства разработки прикладного программного обеспечения системы управления дают возможность реализовать любой из методов регулирования и управления технологическим процессом.

Будет предусмотрена возможность программирования контроллеров на языках стандарта IEC-61131 (как минимум, SFC, FBD, ST).

Будет обеспечена возможность корректировки прикладных программ контроллеров без необходимости останова технологического процесса (редактирование on-line).

6.6.3 Алгоритмы процедур и операций и методы их реализации

Алгоритмы процедур и операций разрабатываются на основе технологических заданий, описывающих логику работы установок и последовательность действий при осуществлении определённых операций.

Алгоритмы будут реализованы посредством языков стандарта IEC-61131.

6.6.4 Система защиты и уровни доступа

Для получения доступа к системе управления используются аутентификация пользователя при загрузке программы. После успешной аутентификации открывается рабочий набор окон для мониторинга и управления технологическим процессом. В случае неуспешной аутентификации программа закрывается.

Каждый пользователь наделяется определённым набором прав в зависимости от служебных функций. Также для пользователей настраиваются фильтры объектов, к которым открыт доступ.

В системе предусмотрена идентификация и аутентификация сотрудников при осуществлении ими доступа к компонентам. Идентификация и аутентификация сотрудников должна осуществляться при осуществлении ими доступа как минимум на уровне ОС и СУБД, на уровне прикладного ПО ИСУБ, на уровне контроллеров, а также при доступе к КИПиА и исполнительным механизмам. Идентификация должна осуществляться на основании:

- уникальных идентификаторов учетных записей сотрудников в системном, прикладном и встроенном ПО. Для каждого сотрудника должна существовать персональная учетная запись с уникальным идентификатором;
- персональных уникальных кодов доступа к контроллерам и КИПиА;
- аппаратных ключей, в том числе токенов, смарт-карт. Для каждого сотрудника должен существовать свой уникальный аппаратный ключ.

6.6.5 Решения по организации операторского интерфейса

Рабочие места управления и мониторинга, предназначены для реализации функций отображения оперативной технологической информации и обеспечивают формирование и выдачу команд оператора на удаленные технологические объекты.

В качестве аппаратной платформы рабочего места управления и мониторинга используются персональные компьютеры в офисном исполнении с двух мониторной схемой отображения информации.

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	016-19-ИЛО.ИОС8-Т	Лист
							16

Операторские станции реализуют многооконное отображение информации. Оперативный персонал, получает полную визуальную картину состояния оборудования, оформленную в виде мнемосхем, текущие значения технологических параметров и оперативные сообщения о ходе технологического.

Мнемосхемы отдельного технологического блока содержат статическую и динамическую информацию. Данные элементы взяты из стандартной графической библиотеки поставщика системы управления.

Статические элементы состоят из графического изображения упрощенной технологической схемы (эскизы фигур технологического оборудования и исполнительных механизмов, трубопроводов) и надписей.

Динамические элементы представляют собой иконки аналоговых и дискретных переменных, упрощенные изображения различных исполнительных механизмов, которые изменяют свое графическое изображение в зависимости от состояния или режима работы и в соответствии с соглашением по цвету индикации.

АРМ оператора выполняет также функции отображения архивных данных о ходе технологического процесса, которые могут быть просмотрены в виде графиков или табличных значений. При необходимости архивные данные могут быть экспортированы по запросу оператора на внешний носитель в любом удобном формате. По запросу оператора также формируются отчетные формы, установленного образца и, при необходимости, распечатываются на бумаге.

Операторский интерфейс имеет защиту от несанкционированного доступа к функциям системы, к функциям операционной системы, приложениям операционной системы.

Более детально операторский интерфейс описан в технических требованиях к человеко-машинному интерфейсу системы управления.

Данные решения используются и для переносных пультов оператора на базе портативных ПК для местного подключения к ПЛК ТМ или станциям РСУ в случае необходимости.

6.7 Решения по информационной безопасности

Информационная безопасность данных, хранящихся на жестких дисках компьютеров, будет обеспечиваться средствами операционной системы и программного обеспечения системы управления базами данных (СУБД).

Информационная безопасность передаваемой по сети информации полностью определяется протоколом передачи данных. Все используемые протоколы для передачи данных по сети будут иметь сертификаты безопасности.

Прикладное программное обеспечение, хранящееся в памяти контроллера, имеет парольную и физическую защиту от перезаписи и стирания.

Также с целью обеспечения защиты процесса управления от неквалифицированного вмешательства, доступ на изменение заданий регуляторам, ручной ввод данных и директив будет контролироваться системой. Доступ к процедурам программного обеспечения, реализующим функции изменения конфигурации технологических объектов в базах данных, будет осуществляться через систему паролей, запрашиваемых в диалоговом режиме.

Будет использоваться регистрация пользователей по личному идентификатору и паролю и ведение протоколов регистрации пользователей и их действий. Право на изменение порядка разграничения доступа предоставляется только системному инженеру.

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

							016-19-ИЛО.ИОС8-Т	Лист
								17
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

7 Сбор информации

Сбор информации с распределенных объектов Боркмоосского н/м производится в проектируемый ДП операторной УПСВ.

Передача сигнала предусмотрена по радиоканалу.

8 Объёмы автоматизации

Объем автоматизации обеспечивает работу всех объектов без присутствия дежурного персонала у технологического оборудования при контроле и управлении из операторной.

8.1 Обустройство скважин

8.1.1 Добывающая скважина

Предусмотрен следующий объем автоматизации:

- местное и дистанционное измерение давления на выкиде насосного агрегата с сигнализацией предельных значений;
- сигнализация состояния насосного агрегата;
- защиту насосного оборудования по предельным отклонениям параметров;
- измерение дебита скважины.

Контроль загазованности на площадках осуществляется переносным газоанализатором типа АНКАТ.

8.1.2 Дренажная емкость (ЕД-1)

Предусмотрен следующий объем автоматизации:

- сигнализация верхнего аварийного уровня.

8.1.3 Установка дозирования химреагентов (УДЭ)

Автоматизация блоков дозирования химических реагентов (УДЭ) предусматривается локальной системой автоматизации, поставляемой комплектно, позволяющей контролировать параметры работы установки и передавать информацию на верхний уровень АСУ ТП по интерфейсу RS-485.

Система автоматизации УДЭ предусматривает контроль и сигнализация минимальных и максимальных значений параметров:

- индикацию работы насосных агрегатов;
- защиту насосного оборудования по предельным отклонениям давления, а также от «сухого хода»;
- учет расхода реагента;
- измерения уровня и температуры реагента в емкости.

8.2 Установка предварительного сброса воды УПСВ

8.2.1 Сепаратор нефтегазовый (НГСВ-1 НГСВ-2)

Предусмотрен следующий объем автоматизации:

- местное и дистанционное измерение давления с сигнализацией предельных значений;
- дистанционное измерение уровня и дистанционную передачу показаний в операторную с сигнализацией предельных значений;
- сигнализация верхнего аварийного уровня.

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	016-19-ИЛО.ИОС8-Т	Лист
							18

- автоматическое регулирование давления;
- автоматическое регулирование уровня нефти;
- контроль загазованности (20-50% НКПП по метану с высотой установки 1 м от уровня пола);
- светозвуковую сигнализацию загазованности;
- сигнализацию неисправности прибора контроля загазованности;
- опробование свето-звукового поста.

8.2.2 Дренажная емкость с насосом (ЕД1/Н1, ЕД2/Н2)

Предусмотрен следующий объем автоматизации:

- местное измерение давления на выкиде насоса с сигнализацией предельных значений;
- дистанционное измерение уровня и дистанционную передачу показаний в операторную;
- защита насосная агрегата по предельным отклонениям технологических параметров;
- местное и дистанционное управление насосным агрегатом;
- автоматическое включения насосного агрегата при достижении максимального уровня;
- автоматическое отключение насосного агрегата при снижении уровня до минимальных значений;
- контроль загазованности (20-50% НКПП по метану с высотой установки 1 м от уровня пола);
- светозвуковую сигнализацию загазованности;
- сигнализацию неисправности прибора контроля загазованности;
- опробование свето-звукового поста.

8.2.3 Отстойники горизонтальные (ОГ-1,2,3)

Предусмотрен следующий объём автоматизации:

- автоматическое регулирование уровня нефти в отстойниках с помощью регулирующих клапанов, установленных на выходных трубопроводах нефти;
 - автоматическое регулирование межфазного уровня «нефть-вода» в отстойниках с помощью регулирующих клапанов, установленных на выходных трубопроводах пластовой воды;
- автоматическое регулирование давления после площадки отстойников;
- дистанционное управление регулируемыми клапанами;
- дистанционное измерение уровня жидкости в отстойниках;
- дистанционное измерение межфазного уровня «нефть-вода» в отстойниках;
- дистанционное измерение давления и температуры в отстойниках;
- сигнализация аварийно - низкого уровня жидкости в отстойниках;
- сигнализация аварийно - высокого и низкого давления в отстойниках;
- сигнализация неисправности регулирующих клапанов;
- сигнализация загазованности на площадке;
- сигнализация предупредительная высокого и низкого уровня в отстойниках;
- сигнализация предупредительная низкой температуры в отстойниках;
- сигнализация положения регулирующих клапанов;
- контроль загазованности (20-50% НКПП по метану с высотой установки 1 м от уровня пола);
- светозвуковую сигнализацию загазованности;
- сигнализацию неисправности прибора контроля загазованности;
- опробование свето-звукового поста.

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

							016-19-ИЛО.ИОС8-Т	Лист
								19
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

8.2.4 Система автоматизации емкости буферной (БЕ-1, БЕ-2) предусматривает:

- местное и дистанционное измерение давления в буферной емкости;
- дистанционное измерение уровня в буферной емкости;
- сигнализация по верхнему и нижнему аварийному уровню буферной емкости;
- контроль загазованности (20-50% НКПП по метану с высотой установки 1 м от уровня пола);
- светозвуковую сигнализацию загазованности;
- сигнализацию неисправности прибора контроля загазованности;
- опробование свето-звукового поста.

8.2.5 Подогреватели путевые (ПП-1,2)

В качестве печей подогрева в проекте предусматривается использование подогревателей блочно-комплектного исполнения. С точки зрения автоматизации подогреватели являются изделием полной заводской готовности и поставляются с микропроцессорными шкафами управления и средствами КИП.

Система автоматизации печей предусматривает контроль и сигнализация минимальных и максимальных значений параметров:

- температуры продукта на выходе из печи;
- давления топливного газа после редуцирующего устройства;
- давления газа к запальным и основным горелкам;
- давления воздуха, подаваемого к камерам сгорания;
- давления нагреваемого продукта;
- температуры уходящих дымовых газов;
- расхода нагреваемой среды;
- наличия пламени горелок;
- наличия дозрывных концентраций в теплообменной камере в блоке подготовки w
- аварийно-минимальном и аварийно-максимальном давлении нагреваемого продукта.

Кроме этого схемой автоматизации предусматривается:

- измерение давления нефти на входе печей;
- измерение давления газа к печам;
- измерение температуры нефти на входе и выходе печей
- автоматический останов печей путем закрытия задвижек на трубопроводах входа и выхода нефти, подачи газа при:
 - падении расхода нефти в печь ниже допустимого;
 - при снижении температуры нефти на выходе ниже допустимого;
 - при аварийно-высоком и аварийно-низком давлении топливного газа;
 - при высокой загазованности на площадке печей.

Автоматизация подогревателей путевых (ПП-1,2) предусматривается локальной системой автоматизации, поставляемой комплектно, позволяющей контролировать параметры работы установки и передавать информацию на верхний уровень АСУ ТП по интерфейсу RS-485.

8.2.6 Насосный агрегат (Н-3.1, Н-3.2, Н-5.1, Н-5.2)

Система автоматизации электронасосного агрегата предусматривает:

- местное измерение давления на входе и выходе насосов с сигнализацией предельных значений;
- измерение температуры подшипников насосов с сигнализацией предельных значений;
- местное и дистанционное управление насосом;
- сигнализация состояния (работа/останов);

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

							016-19-ИЛО.ИОС8-Т	Лист
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			20

- сигнализация режима управления;
- контроль загазованности (20-50% НКПРП по метану с высотой установки 1 м от уровня пола);
- светозвуковую сигнализацию загазованности;
- сигнализацию неисправности прибора контроля загазованности;
- опробование свето-звукового поста.
- местное измерение давления на фильтрах;
- автоматическая остановка насосов при:
 - 1) снижении или повышении давления на приемной и выкидной линиях насосных агрегатов;
 - 2) превышении температуры подшипников;
 - 3) при повышении загазованности на площадке;

8.2.7 Конденсатосборник с двумя насосам (КС-1/Н-4.1,4.2)

Система автоматизации конденсатосборника КС-1/Н-4.1,4.2 обеспечивает:

- дистанционное измерение уровня в ёмкости КС-1;
- сигнализацию предельных значений уровня в ёмкости КС-1;
- сигнализацию верхней предельной величины давления на выкиде насосов Н-4.1 и Н-4.2 и их отключение по данной величине;
- автоматическое отключение насосов Н-4.1 и Н-4.2 по нижнему предаварийному значению уровня конденсата в ёмкости КС-1;
- автоматическое включение насосов Н-4.1 и Н-4.2 по верхнему предаварийному и верхнему аварийному значениям уровня конденсата в ёмкости КС-1;
- сигнализация состояния насосного агрегата (работа/останов);
- местное и дистанционное управления насосными агрегатами;
- сигнализация режима управления;
- контроль загазованности (20-50% НКПРП по метану с высотой установки 1 м от уровня пола);
- светозвуковую сигнализацию загазованности;
- сигнализацию неисправности прибора контроля загазованности;
- опробование свето-звукового поста.

8.2.8 Факел аварийного сжигания газа УФА

Предусмотрен следующий объём автоматизации:

- контроль погасания пламени дежурных горелок с аварийной сигнализацией в операторную;
- дистанционный и местный розжиг факела;
- автоматическое управления розжигом;
- сигнализация наличия расхода на факел;
- измерение накопительного и мгновенного расхода на факельную установку
- аварийная сигнализация минимально допустимого расхода продувочного газа в факельный коллектор;
- аварийная сигнализация минимально допустимого давления газа на дежурные горелки;
- контроль загазованности (20-50% НКПРП по метану с высотой установки 1 м от уровня пола);
- светозвуковую сигнализацию загазованности;
- сигнализацию неисправности прибора контроля загазованности;
- опробование свето-звукового поста.

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	016-19-ИЛО.ИОС8-Т	Лист
							21

Автоматизация факела аварийного сжигания газа со средствами контроля и розжига (УФА) предусматривается локальной системой автоматизации, поставляемой комплектно, позволяющей контролировать параметры работы установки и передавать информацию на верхний уровень АСУ ТП по интерфейсу RS-485.

8.2.9 отстойник с гидрофобным жидкостным фильтром (ОГЖФ-1, 2)

Система автоматизации ОГЖФ-1, 2 предусматривает:

- дистанционное измерение межфазного уровня (нефть/вода);
- регулирование межфазного уровня;
- контроль загазованности (20-50% НКПРП по метану с высотой установки 1 м от уровня пола);
- светозвуковую сигнализацию загазованности;
- сигнализацию неисправности прибора контроля загазованности;

8.3 Пункт налива нефти

8.3.1 Дренажная емкость с насосом (ЕП-1/Н-1, ЕП-2/Н-2, ЕП-3/Н-3)

Предусмотрен следующий объем автоматизации:

- местное измерение давления на выкиде насоса с сигнализацией предельных значений;
- дистанционное измерение уровня и дистанционную передачу показаний в операторную;
- защита насосная агрегата по предельным отклонениям технологических параметров;
- местное и дистанционное управление насосным агрегатом;
- автоматическое включения насосного агрегата при достижении максимального уровня;
- автоматическое отключение насосного агрегата при снижении уровня до минимальных значений;
- контроль загазованности (20-50% НКПРП по метану с высотой установки 1 м от уровня пола);
- светозвуковую сигнализацию загазованности;
- сигнализацию неисправности прибора контроля загазованности;
- опробование свето-звукового поста.

8.3.2 Система автоматизации емкости буферной (БЕ) предусматривает:

- местное и дистанционное измерение давления в буферной емкости;
- дистанционное измерение уровня в буферной емкости;
- сигнализация по верхнему и нижнему аварийному уровню буферной емкости;
- контроль загазованности (20-50% НКПРП по метану с высотой установки 1 м от уровня пола);
- светозвуковую сигнализацию загазованности;
- сигнализацию неисправности прибора контроля загазованности;
- опробование свето-звукового поста.

8.3.3 Дренажная емкость (ДЕ)

Предусмотрен следующий объем автоматизации:

- сигнализация верхнего аварийного уровня.

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

8.3.4 Насосный агрегат (Н-4)

Система автоматизации электронасосного агрегата предусматривает:

- местное измерение давления на входе и выходе насосов с сигнализацией предельных значений;
- измерение температуры подшипников насосов с сигнализацией предельных значений;
- местное и дистанционное управление насосом;
- сигнализация состояния (работа/останов);
- сигнализация режима управления;
- контроль загазованности (20-50% НКПРП по метану с высотой установки 1 м от уровня пола);
- светозвуковую сигнализацию загазованности;
- сигнализацию неисправности прибора контроля загазованности;
- опробование свето-звукового поста.
- местное измерение давления на фильтрах;
- автоматическая остановка насосов при:
 - 1) снижении или повышении давления на приемной и выкидной линиях насосных агрегатов;
 - 2) превышении температуры подшипников;
 - 3) при повышении загазованности на площадке;

8.3.5 Узел нижнего налива

Система автоматизации узла налива обеспечивает:

- герметичный налив в автоцистерны с сигнализацией предела наполнения;
- учет нефти;
- регулирование расхода;
- контроль подключения устройства защитного заземления автоцистерн (УЗА);
- управление наливом по месту, а также дистанционно из помещения операторной;
- контроль загазованности (20-50% НКПРП по метану с высотой установки 1 м от уровня пола);
- светозвуковую сигнализацию загазованности;
- сигнализацию неисправности прибора контроля загазованности;
- опробование свето-звукового поста.
- автоматическая остановка насосов и отсечка подачи нефти на налив при:
 - 1) предельных значениях давления на выкиде насоса;
 - 2) превышении температуры подшипников насосов;
 - 3) при поступлении сигнала о заполнении автоцистерны;
 - 4) при нажатии кнопки «Стоп» местного поста управления или дистанционно из помещения операторной;
 - 5) при низком значении уровня в буферной емкости;
 - 6) при срабатывании системы контроля загазованности;
 - 7) нарушении подключения устройства защитного заземления автоцистерн (УЗА).

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

							016-19-ИЛО.ИОС8-Т	Лист
								23
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

9 Сведения о прокладке проводов и кабелей

Кабельные трассы выполнены следующими кабелями:

- для дискретных сигналов (220 В, 24 В) и цепей управления (220 В, 24 В) - кабель контрольный;

- для подключения датчиков с аналоговым выходным сигналом (4-20) мА/HART, для интерфейсных каналов от датчиков - кабель контрольный с общим экраном.

Все приборы, отборные устройства и т. п., соприкасающиеся со средой, выбраны стойкими к этой среде при рабочих условиях. То же относится и к климатическим особенностям.

Электрические проводки измерительных цепей выполнены экранированными кабелями.

По площадке кабельные проводки выполняются по эстакадам.

Прокладка кабелей от приборов и исполнительных механизмов до кабельной эстакады осуществляется в металлорукаве или трубе водогазопроводной, для защиты кабеля от механических повреждений.

Для подъемов и спуском кабелей с эстакады предусмотрены строительные конструкции.

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

							016-19-ИЛО.ИОС8-Т	Лист
								24
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

10 Размещение и монтаж приборов и средств автоматизации

Первичные преобразователи, датчики технологических параметров и исполнительные механизмы, монтируемые непосредственно на технологическом оборудовании и трубопроводах, устанавливаются с помощью закладных деталей, которые устанавливаются и учитываются технологической частью проектной документации.

Блочное технологическое оборудование оснащается первичными преобразователями, датчиками и исполнительными механизмами на заводах изготовителя блоков, там же выполняется монтаж внутриблочных электрических и трубных проводок.

Вторичные приборы от датчиков-газоанализаторов устанавливаются в шкаф вторичной аппаратуры.

Стационарные датчики-газоанализаторы устанавливаются во взрывоопасных зонах наружных установок и открытых площадок.

Связь между приборами – датчиками, вторичными приборами и контроллерами осуществляется преимущественно кабельными проводками.

Для повышения помехозащищенности цепей, подключаемых к контроллерам, экраны кабелей со стороны контроллеров заземляются (сопротивлением не более 4 Ом).

Групповая прокладка кабельных линий систем противопожарной защиты предусматривается огнестойкими кабелями с медными жилами, не распространяющими горение по категории А (ГОСТ Р МЭК 60332-3-22) с низким дымо- и газовыделением (нг-LSFR) или не содержащими галогенов (нг-HFFR).

Проектной документацией предусматриваются следующие проводки линий контроля и автоматики:

- импульсные (манометрические) - между местом отбора среды и первичным прибором трубами стальными по ГОСТ 8734-75;
- кабели контрольные (КВВГЭнг, МКЭШвнг);
- кабели силовые (ВВГнг);
- кабели для промышленного интерфейса (КИПвЭВ).

Прокладка кабельных линий предусматривается комбинированным способом. Защиту кабельной продукции от механических повреждений необходимо выполнить с применением защитного рукава марки МРПИ и труб гофрированных ПНД с зондом Ду 25 мм (в траншее).

Для ввода металлорукава МРПИ предусматриваются муфты вводные МВПнг. Муфты имеют внутреннюю резьбу, соответствующую шагу навивки металлорукава МРПИ данного диаметра.

Тонкостенная термоусаживаемая трубка (ТУТнг) предназначена для электроизоляции и антикоррозионной защиты электрических соединений.

Средства автоматизации заземляются в соответствии с информацией на приборы и действующими нормами при помощи заземляющих проводников ПУГВ 1х6,0 и проводников заземления из стали полосовой 4х14 по ГОСТ 103-2006 к шине защитного заземления 4 Ом, предусматриваемой в томе 4.3.1 (027-17-07-ИЛО.ИОС3.1).

Монтаж, зануление (заземление) должны отвечать требованиям ПУЭ, СП77.13330.2016, ВСН 332-74 «Инструкция по монтажу электрооборудования, силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон».

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

							016-19-ИЛО.ИОС8-Т	Лист 25
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

11 Электропитание и заземление средств автоматизации

На основании таблицы 6 ВНТП 3-85 электроприемники системы автоматизации по степени обеспечения надежности электроснабжения отнесены к I категории согласно ПУЭ. Для обеспечения I категории надежности в качестве резервного источника питания электроприемников системы предусмотрены ИБП с аккумуляторами на сухих элементах, поставляемые комплектно с контроллерами автоматизации и удовлетворяющие следующим требованиям:

- полная фильтрация сетевого напряжения от помех и выбросов, помехи, генерируемые нагрузкой, не пропускаются обратно в сеть;
- питание нагрузки «чистым» синусоидальным напряжением стабильным по величине и форме, как при работе от сети, так и при работе от батарей.

Характеристики основной сети питания должны быть следующими:

- номинальное напряжение – 220 В, 50 Гц;
- пределы изменений номинального напряжения – -10...15 %;
- отклонение частоты от номинальной - ±2%;
- коэффициент несинусоидальности – 5%.

Предусмотренные проектом элементы электротехнического оборудования средств автоматизации удовлетворяют требованиям ГОСТ 12.2.007.0-75* по способу защиты человека от поражения электрическим током. Защитное заземление электротехнического оборудования и приборов средств автоматизации должно быть выполнено в соответствии с требованиями: ПУЭ, СНиП 3.05.06-85 "Электротехнические устройства", ГОСТ 12.1.030-81, ССБТ. "Электробезопасность. Защитное заземление, зануление" и технической документацией завода-изготовителя.

Защитное заземление оборудования наружных установок выполняется путем его присоединения к контуру заземления установок.

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

							016-19-ИЛО.ИОС8-Т	Лист
								26
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер Док.	Подп.	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				

Изм. №подл.
Подп. и дата
Взам. инв. №

Согласовано

Взам инв. N

Подп. и дата

Инв. N подл.

Шкаф телемеханики

Беспроводной канал связи
раздел "СС"

Диспетчерский пункт

Радиомодем*

Преобразователь интерфейсов
RS-232/RS-485
PSM-ME-RS232 /RS485-P

Модуль ввода аналоговых сигналов

ЛСУ
УДЭ

Контроллер станции управления
Электрон-05

Питание шкафа телемеханики
раздел "ЭС"

Источник бесперебойного питания

Блок питания =24В

Вычислитель расхода

Датчик давления
поз. РТ111-2

Датчик давления
поз. РТ111-3

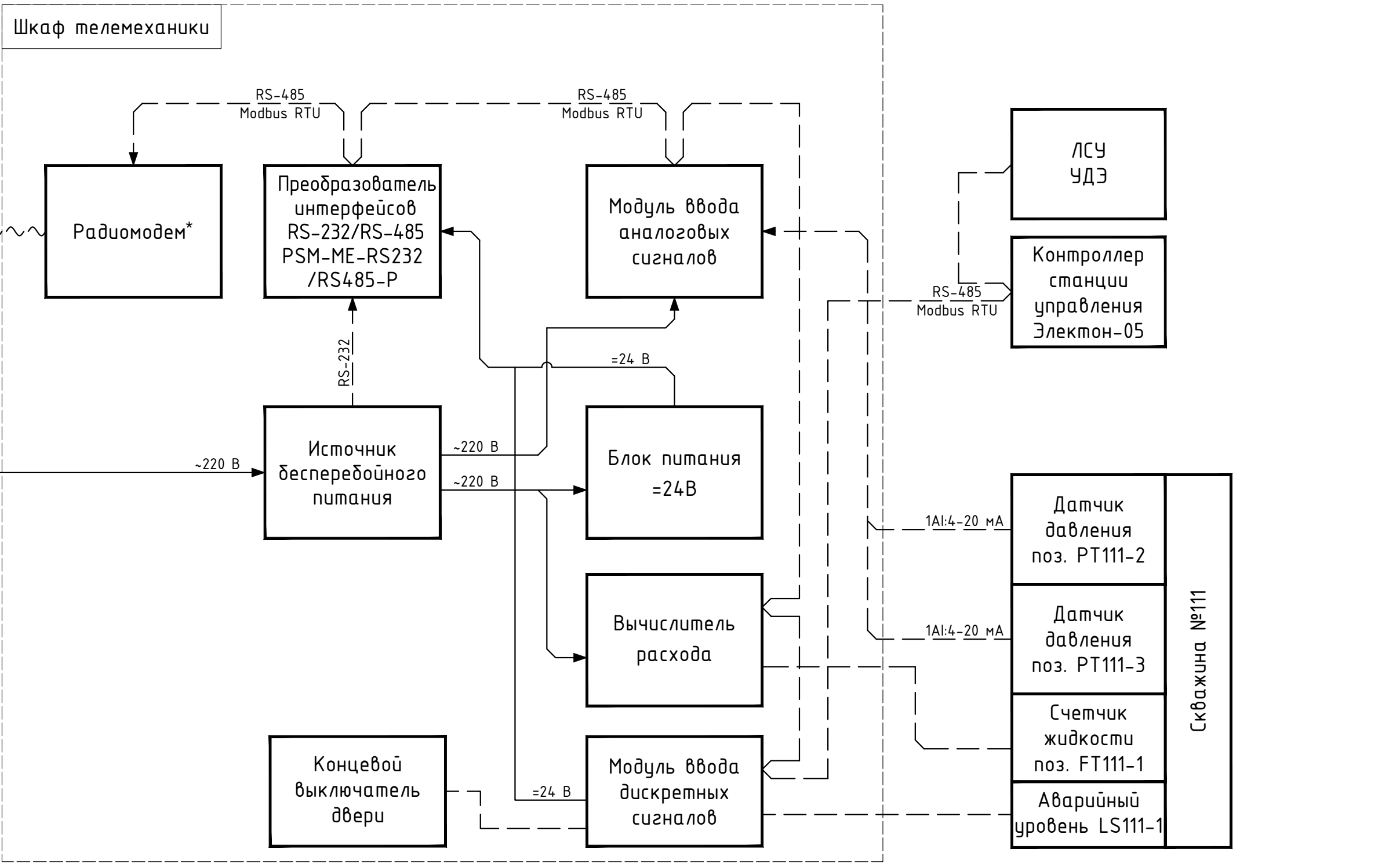
Счетчик жидкости
поз. FT111-1

Аварийный уровень
LS111-1

Скважина №111

Концевой выключатель двери

Модуль ввода дискретных сигналов



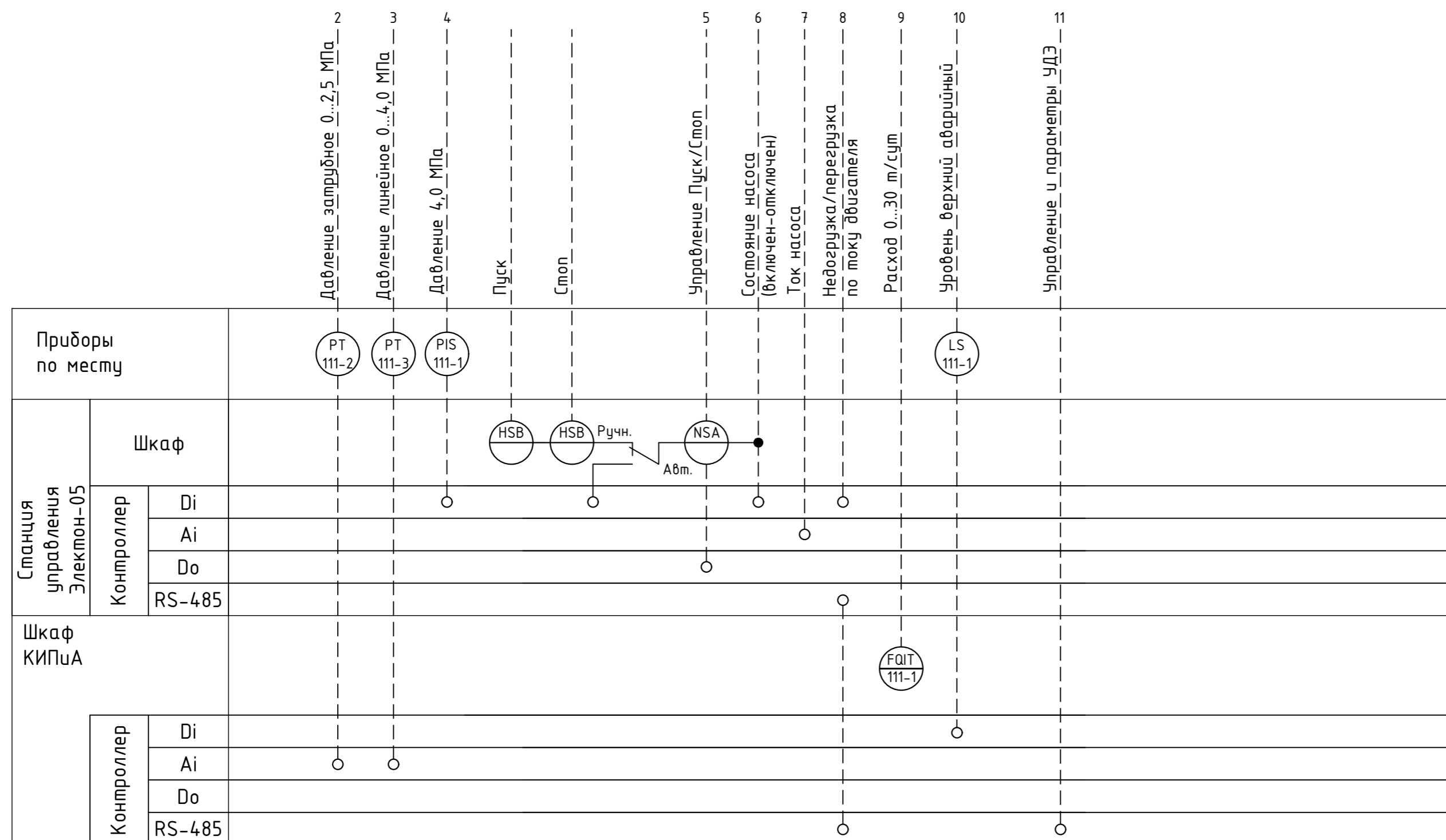
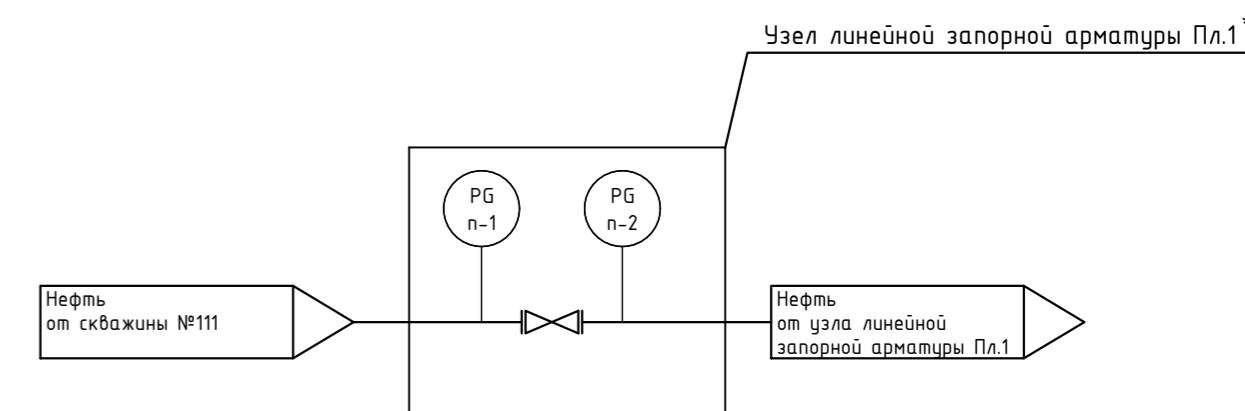
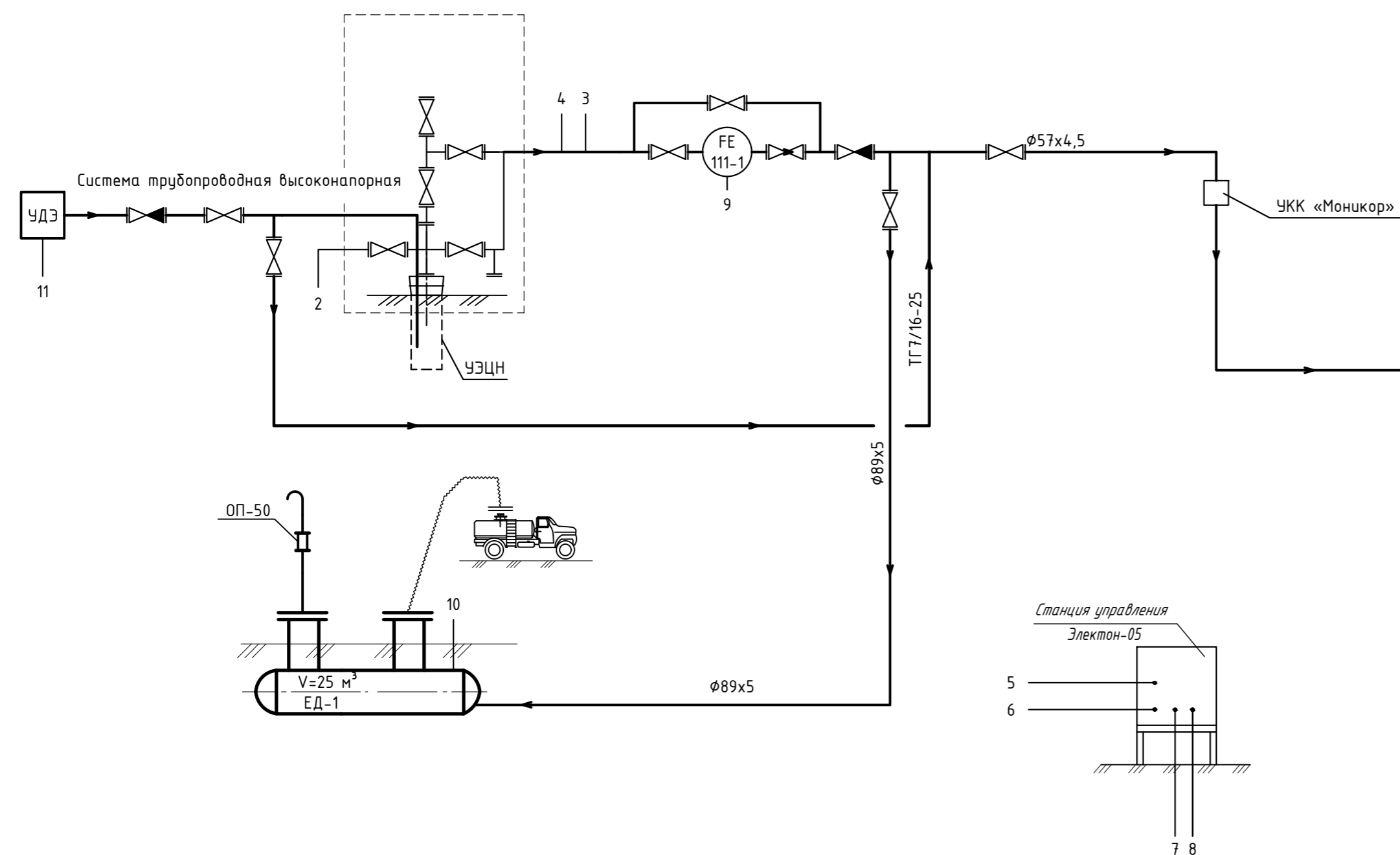
Примечание:

1. Монтаж сети RS-485 вести кабелем КИПВЭВ 2x2x0,78.
2. На оконечных устройствах установить согласующие резисторы 120 Ом.
3. "*" - оборудование для обеспечения связи шкафа телемеханики с диспетчерским пунктом поставляется комплектно со шкафом телемеханики.

						016-19-ИЛО.ИОС8		
						Обустройство Боркмооского нефтяного месторождения		
Изм.	Кол.уч.	Лист	N°док.	Подп.	Дата			
Разраб.		Орешин				Автоматизация комплексная		
Пров.								
						Структурная схема КТС скв. №111		
Н.контр.		Шакирова				000 "Инженерное Бюро" "АНКОР"		
Утв.		Минхаиров						

Экспликация оборудования и аппаратуры

Позиционное обознач.	Наименование	Кол. шт.	Характеристика	Примечание
УЭЦН	Установка скважинного центробежного электронасоса	1	УЭЦН 5-45-2100, N=28,8 кВт	
УДЭ	Установка дозирования химреагента	1	УДЭ-1,6/63К, N=0,25 кВт	000 "Нефтепромысловые системы"
АУ	Арматура устьевая	1	АУЭ-140-50	
СКЖ	Счетчик количества жидкости	1	СКЖ 30-40М2	НПО "НТЭС"
ЕД-1	Емкость дренажная подземная для слива	1	V=25 м³, P=0,07 МПа	ОАО "Димитровградхиммаш"
	жидкости при ремонте ЕП 25-2400-1-2			



Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Оборудование проектируемое
	Нефтепровод проектируемый
	Реагентопровод проектируемый (система трубопроводная высоконапорная)
	Клапан обратный
	Задвижка с ручным приводом
	Направление потока жидкости
	Дренажные трубопроводы

* Для узлов задвижек на площадках Пл.2, Пл.3, Пл. 4, Пл.5, Пл.6 схема аналогична

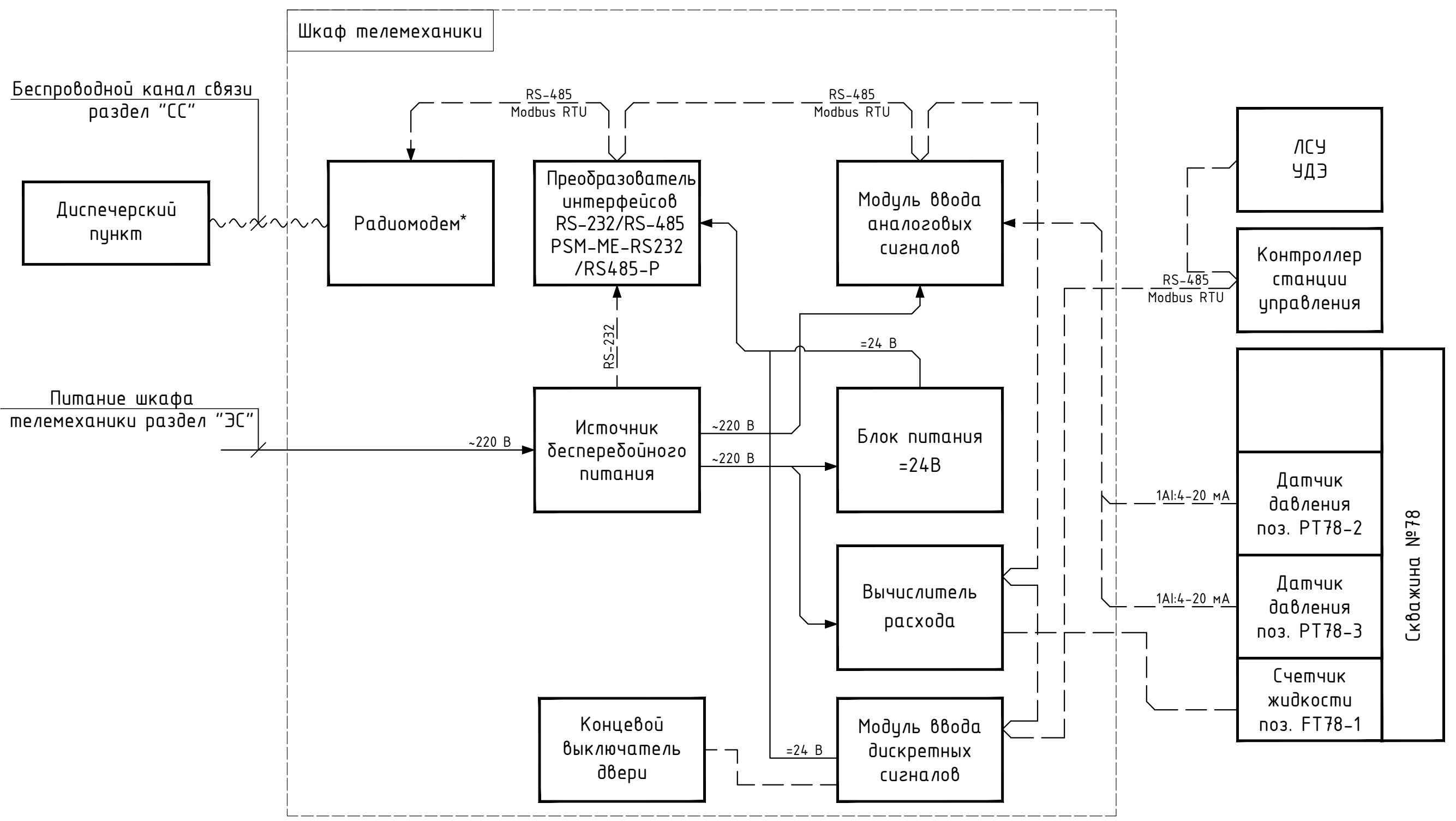
016-19-ИЛО.ИОС8				
Обустройство Боркмоского нефтяного месторождения				
Изм.	Кол.уч.	Лист № док.	Подп.	Дата
Разраб.	Орешин			
Проб.				
Н.контр.	Шакирова			
Утв.	Минхаиров			
Автоматизация комплексная			Стадия	Лист
			П	2
Схема автоматизации скв. №111			000 "Инженерное Бюро" "АНКОР"	

Согласовано

Взам инв. N

Подп. и дата

Инв. N подл.



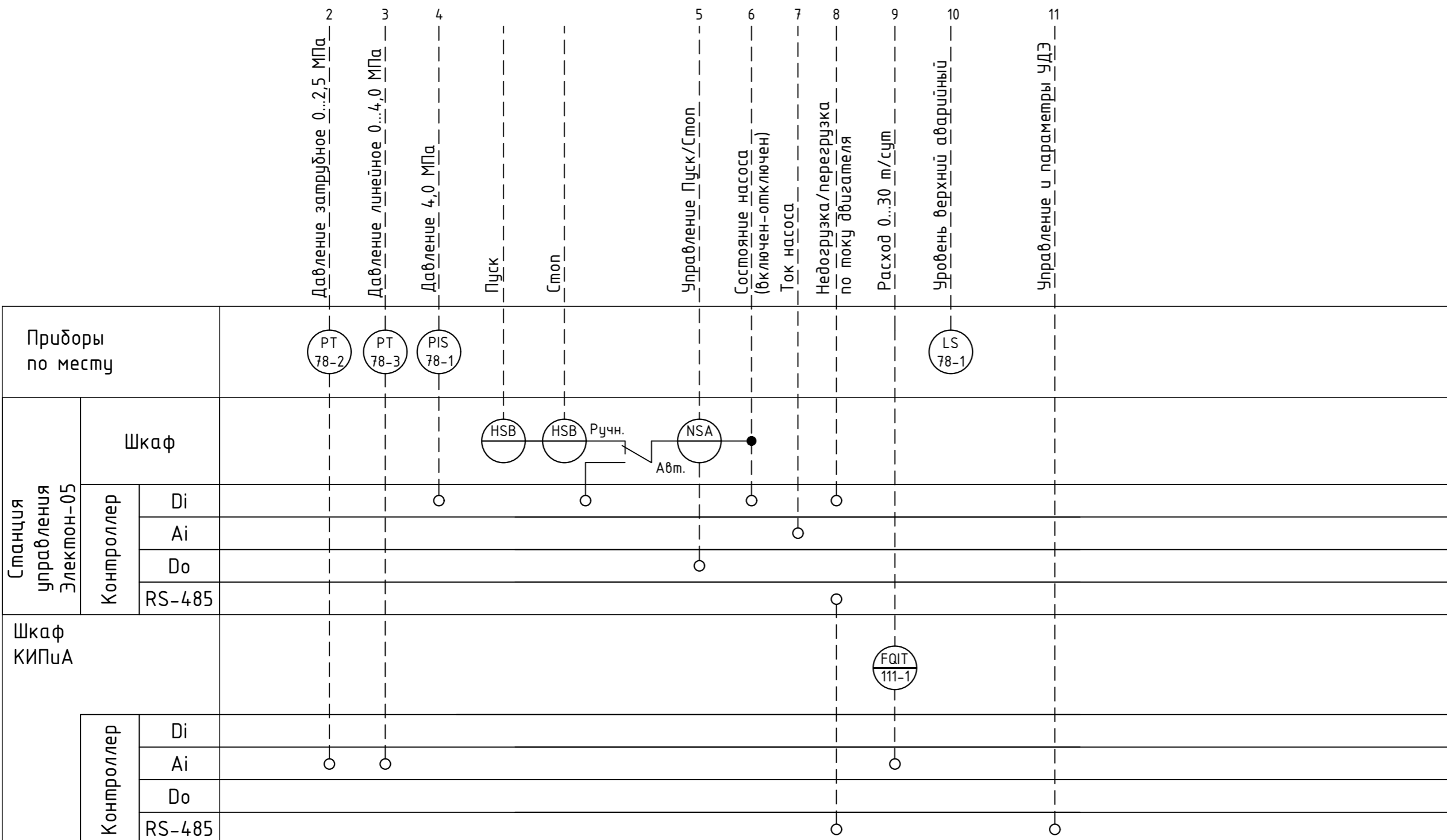
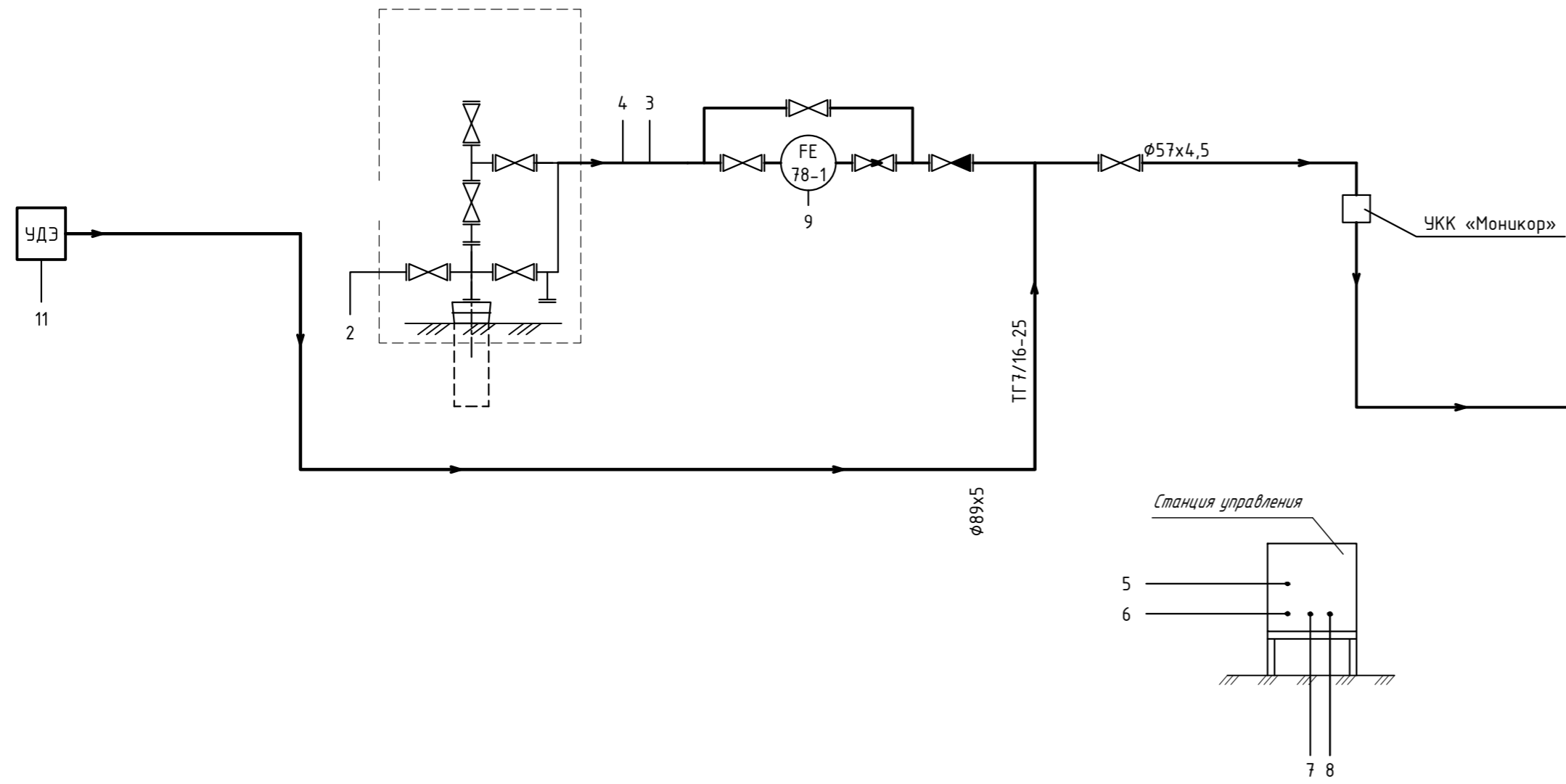
Примечание:
 1. Монтаж сети RS-485 вести кабелем КИПвЭВ 2x2x0,78.
 2. На оконечных устройствах установить согласующие резисторы 120 Ом.
 3. "*" - оборудование для обеспечения связи шкафа телемеханики с диспетчерским пунктом поставляется комплектно со шкафом телемеханики.

Согласовано				
Взам инв . N				
Подп. и дата				
Инв. N подл.				

						016-19-ИЛО.ИОС8			
						Обустройство Боркмооского нефтяного месторождения			
Изм.	Кол.уч	Лист	N°док.	Подп.	Дата				
Разраб.	Орешин					Автоматизация комплексная	Стадия	Лист	Листов
Пров.							П	3	
Н.контр.	Шакирова					Схема структурная КТС скв.№ 78	ООО "Инженерное Бюро" "АНКОР"		
Утв.	Минхаиров								

Экспликация оборудования и аппаратуры

Позиционное обознач.	Наименование	Кол. шт.	Характеристика	Примечание
	Станок качалка	1	СК8-3,5-4000	
УДЭ	Установка дозирования химреагента	1	УДЭ-1,6/63К, N=0,25 кВт	000 "Нефтепромысловые системы"
АУ	Арматура устьевая	1	АУЭ-140-50	
СКЖ	Счетчик количества жидкости	1	СКЖ 30-40М2	НПО "НТЭС"
ЕД-1	Емкость дренажная подземная для слива жидкости при ремонте ЕП 25-2400-1-2	1	V=25 м³, P=0,07 МПа	ОАО "Димитровградхиммаш"



Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Оборудование проектируемое
	Нефтепровод проектируемый
	Реагентопровод проектируемый (система трубопроводная высоконапорная)
	Клапан обратный
	Задвижка с ручным приводом
	Направление потока жидкости
	Дренажные трубопроводы

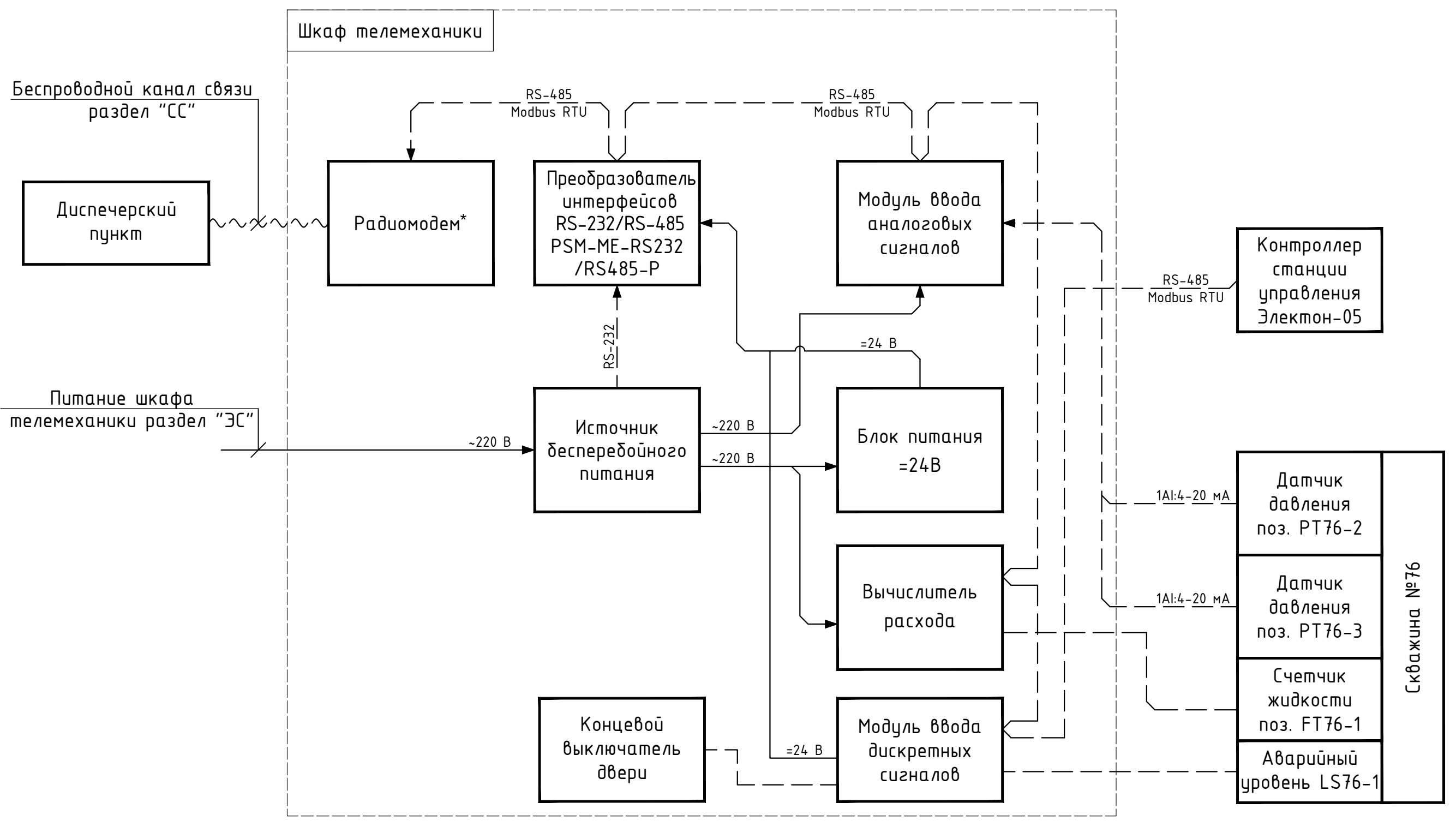
016-19-ИЛО.ИОС8				
Обустройство Боркмоского нефтяного месторождения				
Изм.	Кол.уч.	Лист № док.	Подп.	Дата
Разраб.	Орешин			
Проб.				
Автоматизация комплексная			Стадия	Лист
			П	4
Схема автоматизации скважины №78			000 "Инженерное Бюро" "АНКОР"	
Н.контр.	Шакирова			
Утв.	Минхаиров			

Согласовано

Взам инв. N

Подл. и дата

Инв. N подл.



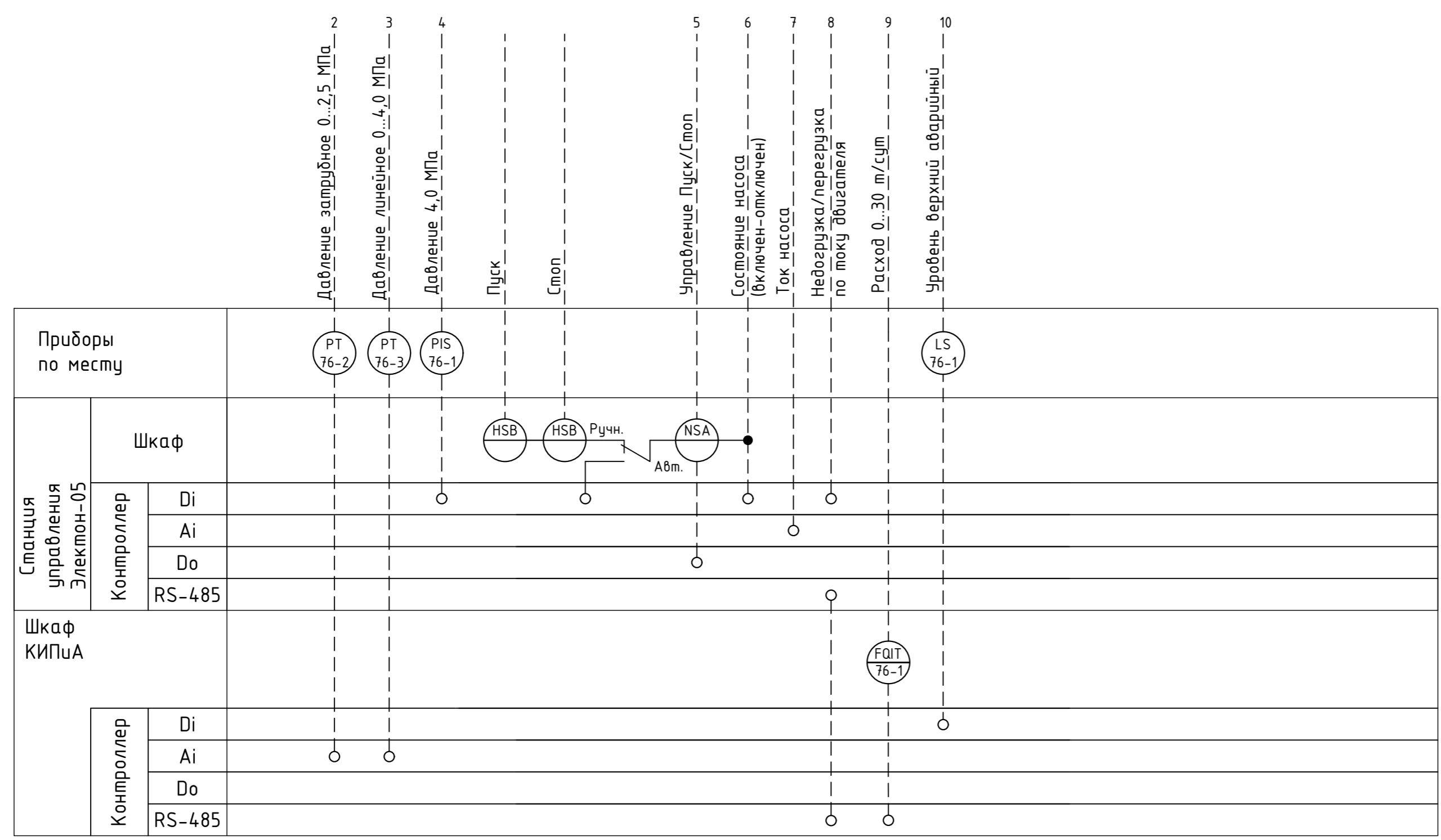
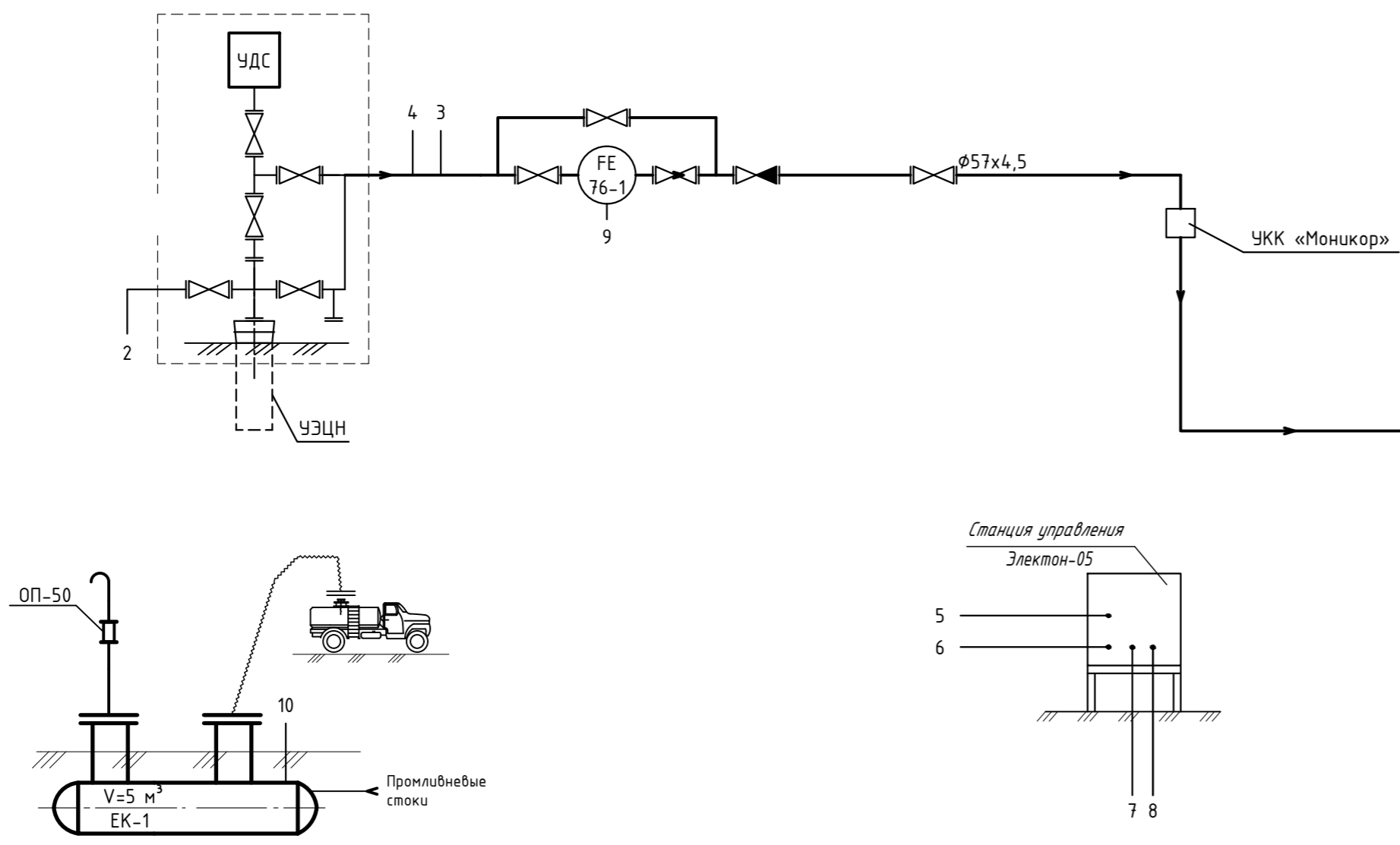
Согласовано				
Взам инв. N				
Подп. и дата				
Инв. N подл.				

Примечание:
 1. Монтаж сети RS-485 вести кабелем КИПвЭВ 2x2x0,78.
 2. На оконечных устройствах установить согласующие резисторы 120 Ом.
 3. "*" - оборудование для обеспечения связи шкафа телемеханики с диспетчерским пунктом поставляется комплектно со шкафом телемеханики.

						016-19-ИЛО.ИОС8		
						Обустройство Боркмооского нефтяного месторождения		
Изм.	Кол.уч	Лист	N°док.	Подп.	Дата			
Разраб.		Орешин				Автоматизация комплексная		
Пров.						Стадия	Лист	Листов
						П	5	
Н.контр.		Шакирова				Структурная схема КТС скв. №76		
Утв.		Минхаиров				ООО "Инженерное Бюро" "АНКОР"		

Экспликация оборудования и аппаратуры

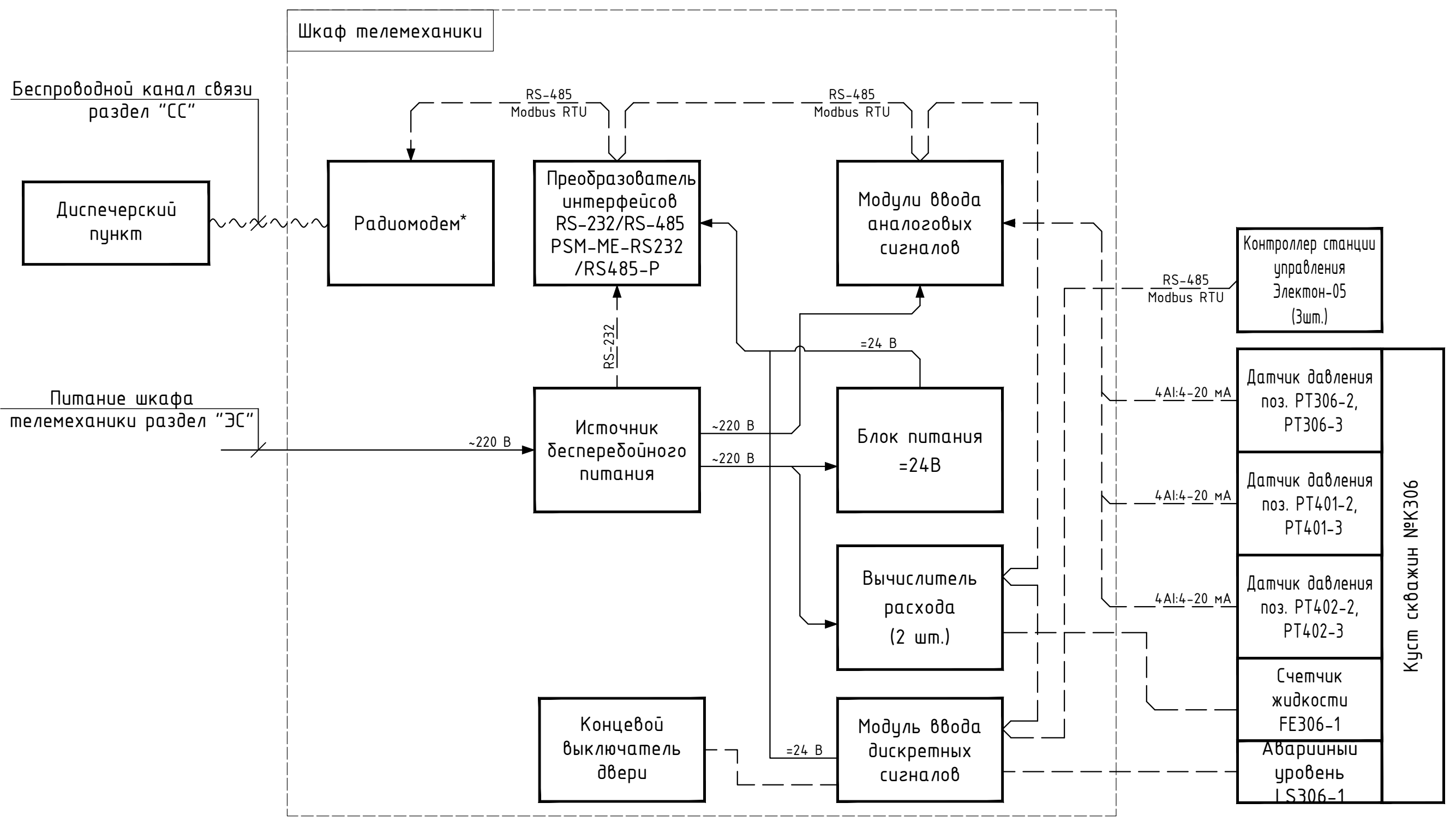
Позиционное обознач.	Наименование	Кол. шт.	Характеристика	Примечание
УЭЦН	Установка скважинного центробежного электронасоса	1	УЭЦН 5-45-2100, N=28,8 кВт	
УДЭ	Установка дозирования химреагента	1	УДЭ-1,6/63К, N=0,25 кВт	000 "Нефтепромысловые системы"
АУ	Арматура устьевая	1	АУЭ-140-50	
СКЖ	Счетчик количества жидкости	1	СКЖ 30-40М2	НПО "НТЭС"
ЕД-1	Емкость дренажная подземная для слива	1	V=25 м³, P=0,07 МПа	ОАО "Димитровградхиммаш"
	жидкости при ремонте ЕП 25-2400-1-2			



Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Оборудование проектируемое
	Нефтепровод проектируемый
	Реагентопровод проектируемый (система трубопроводная высоконапорная)
	Клапан обратный
	Задвижка с ручным приводом
	Направление потока жидкости
	Дренажные трубопроводы

016-19-ИЛО.ИОС8				
Обустройство Боркмоского нефтяного месторождения				
Изм.	Кол.уч.	Лист № док.	Подп.	Дата
Разраб.	Орешин			
Проб.				
Н.контр.	Шакирова			
Утв.	Минхаиров			
Автоматизация комплексная			Стадия	Лист
			П	6
Схема автоматизации скв. №76			000 "Инженерное Бюро" "АНКОР"	



Согласовано

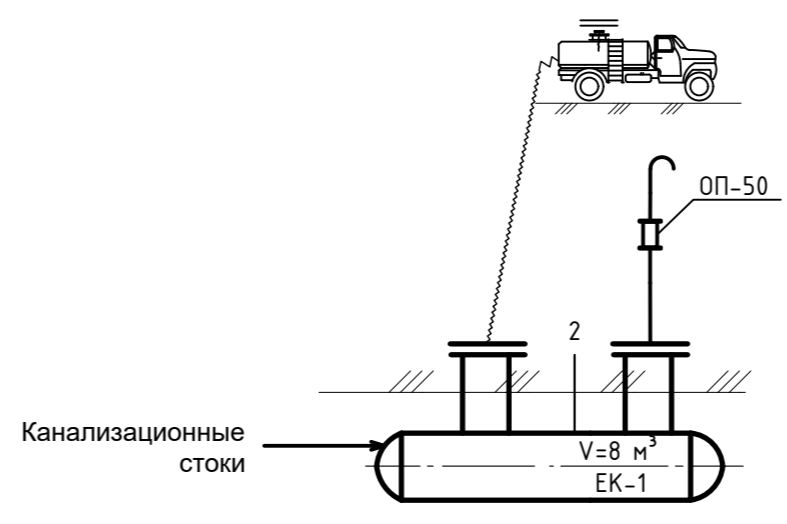
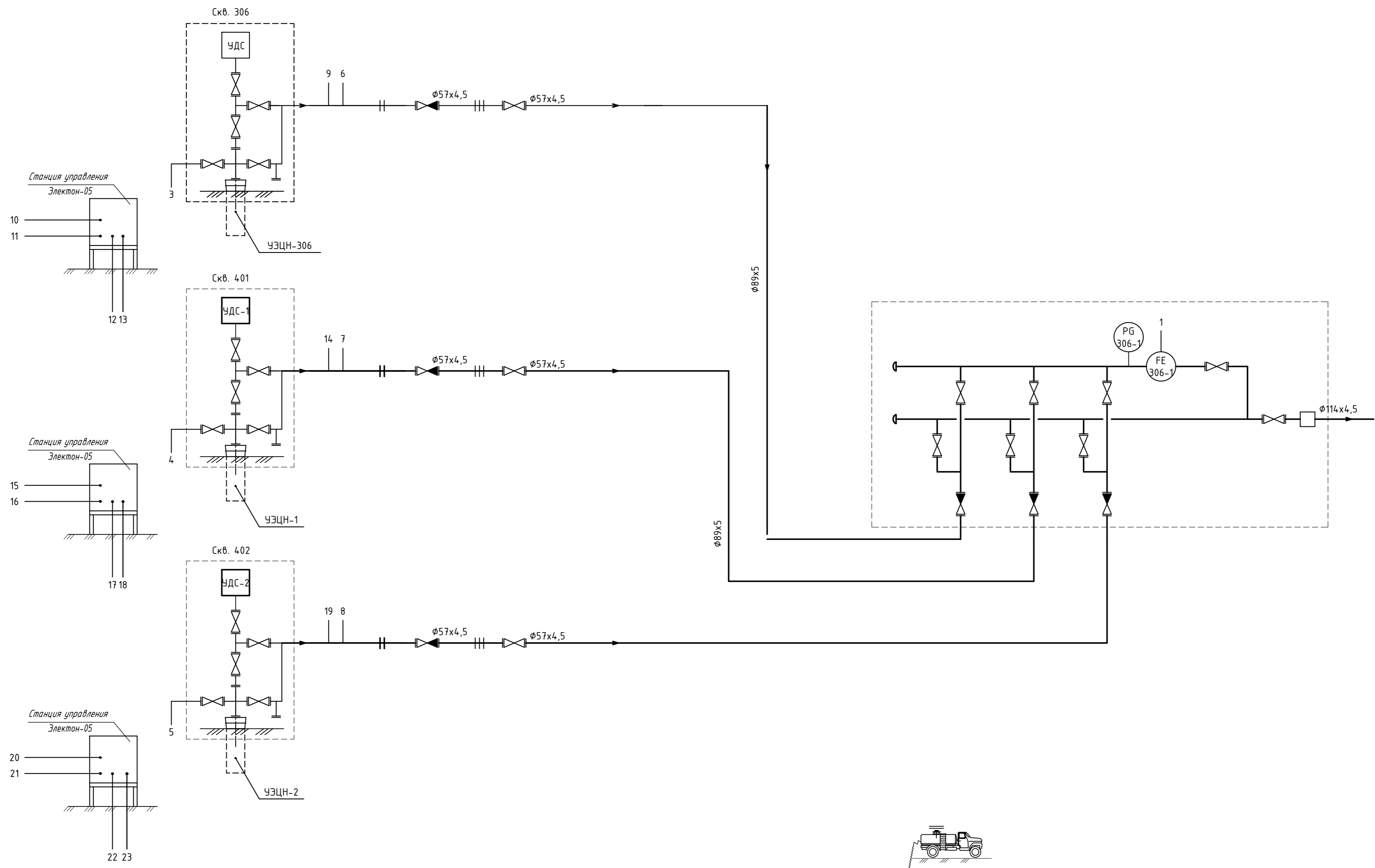
Взам инв. N

Подп. и дата

Инв. N подл.

- Примечание:
1. Монтаж сети RS-485 вести кабелем КИПВЭВ 2x2x0,78.
 2. На оконечных устройствах установить согласующие резисторы 120 Ом.
 3. "*" - оборудование для обеспечения связи шкафа телемеханики с диспетчерским пунктом поставляется комплектно со шкафом телемеханики.

						016-19-ИЛО.ИОС8		
						Обустройство Боркмооского нефтяного месторождения		
Изм.	Кол.уч.	Лист	N°док.	Подп.	Дата			
Разраб.		Орешин				Автоматизация комплексная		
Пров.						Стадия	Лист	Листов
						П	7	
Н.контр.		Шакирова				Структурная схема КТС куста скважин К306		
Утв.		Минхаиров				ООО "Инженерное Бюро" "АНКОР"		



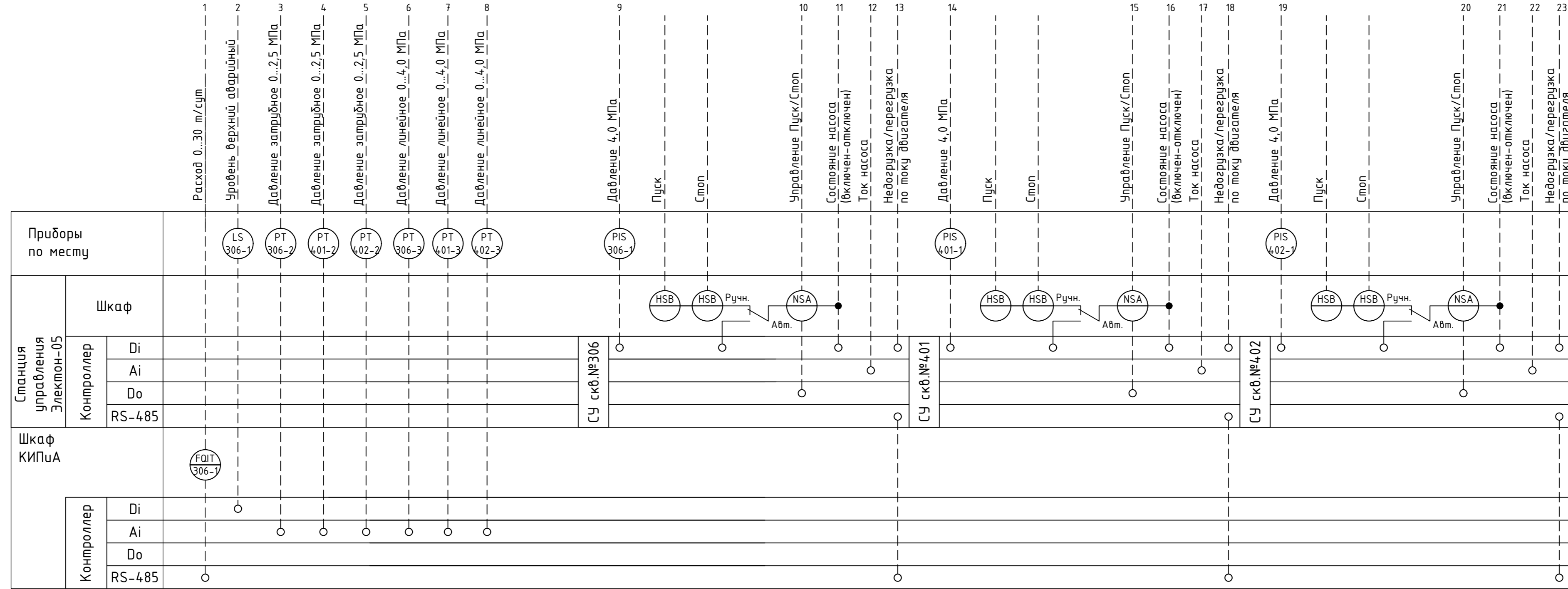
Согласовано			
Взам инв. N			
Подп. и дата			
Инв. N подл.			

016-19-ИЛО.ИОС8				
Обустройство Боркмоского нефтяного месторождения				
Изм.	Кол.уч.	Лист N°док.	Подп.	Дата
Разраб.	Орешин			
Проб.				
Автоматизация комплексная			Стадия	Лист
			П	8.1
Н.контр.			000 "Инженерное Бюро"	
Утв.			"АНКОР"	

Согласовано

Инв. N подл. Подп. и дата

Взам инв. N



Изм.	Кол.уч	Лист	Ндок.	Подпись	Дата
------	--------	------	-------	---------	------

016-19-ИЛО.ИОС8

Лист
8.2

Формат А4х3

630 x297

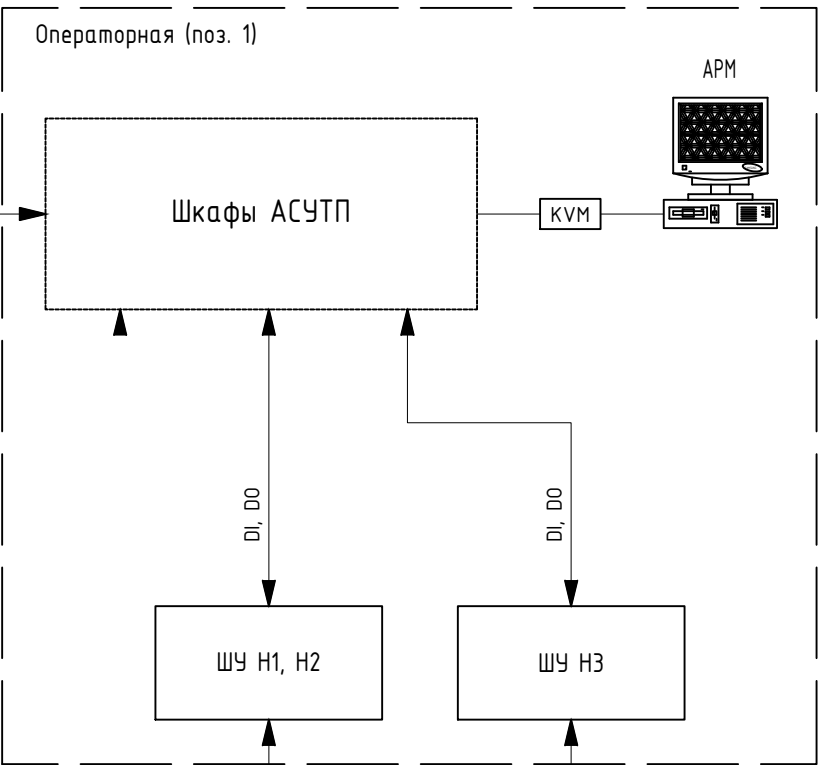
Согласовано

Взам инв. N

Подп. и дата

Инв. N подл.

Датчики технологических параметров, исполнительные механизмы, аппаратура местного управления и сигнализации	
- буферная емкость БЕ	- 1 шт.
- емкость подземная V=200м ³ с насосом ЕП-1/Н1, ЕП-2/Н2	- 2 шт.
- емкость подземная V=50м ³ с насосом ЕП-3/Н3	- 1 шт.
- АСН	- 1 шт.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

ОБОЗНАЧЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ
-----	Канал последовательной передачи данных
←	Кабельные линии связи
ЛСУ	Локальная система управления

						016-19-ИЛО.ИОС8				
						Обустройство Боркмосского нефтяного месторождения				
Изм.	Кол.уч	Лист	N°док.	Подп.	Дата					
Разраб.	Орешин					Автоматизация комплексная		Стадия	Лист	Листов
Пров.								П	9	
Н.контр.	Шакирова					Структурная схема КТС пункта налива нефти (ПНН)		ООО "Инженерное Бюро" "АНКОР"		
Утв.	Минхаиров									

Согласовано

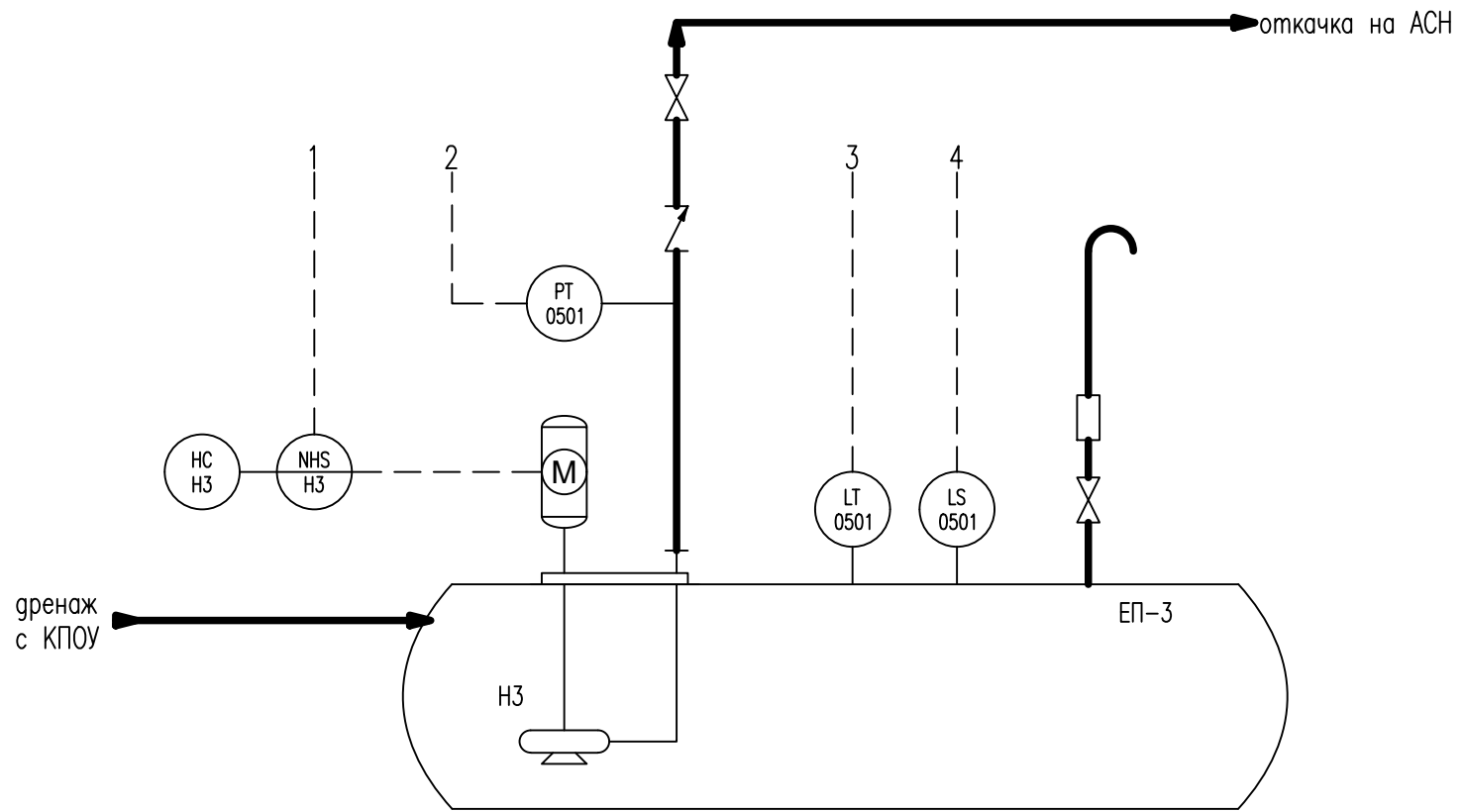
Инов. N подл. Подп. и дата Взам инв. N

Приборы и электроаппаратура

Шкаф контроллера

	1	2	3	4
	AI	DO	DI	DI
	RS			
Индикация				
Регистрация				
Сигнализация				
Управление				
Регулирование				

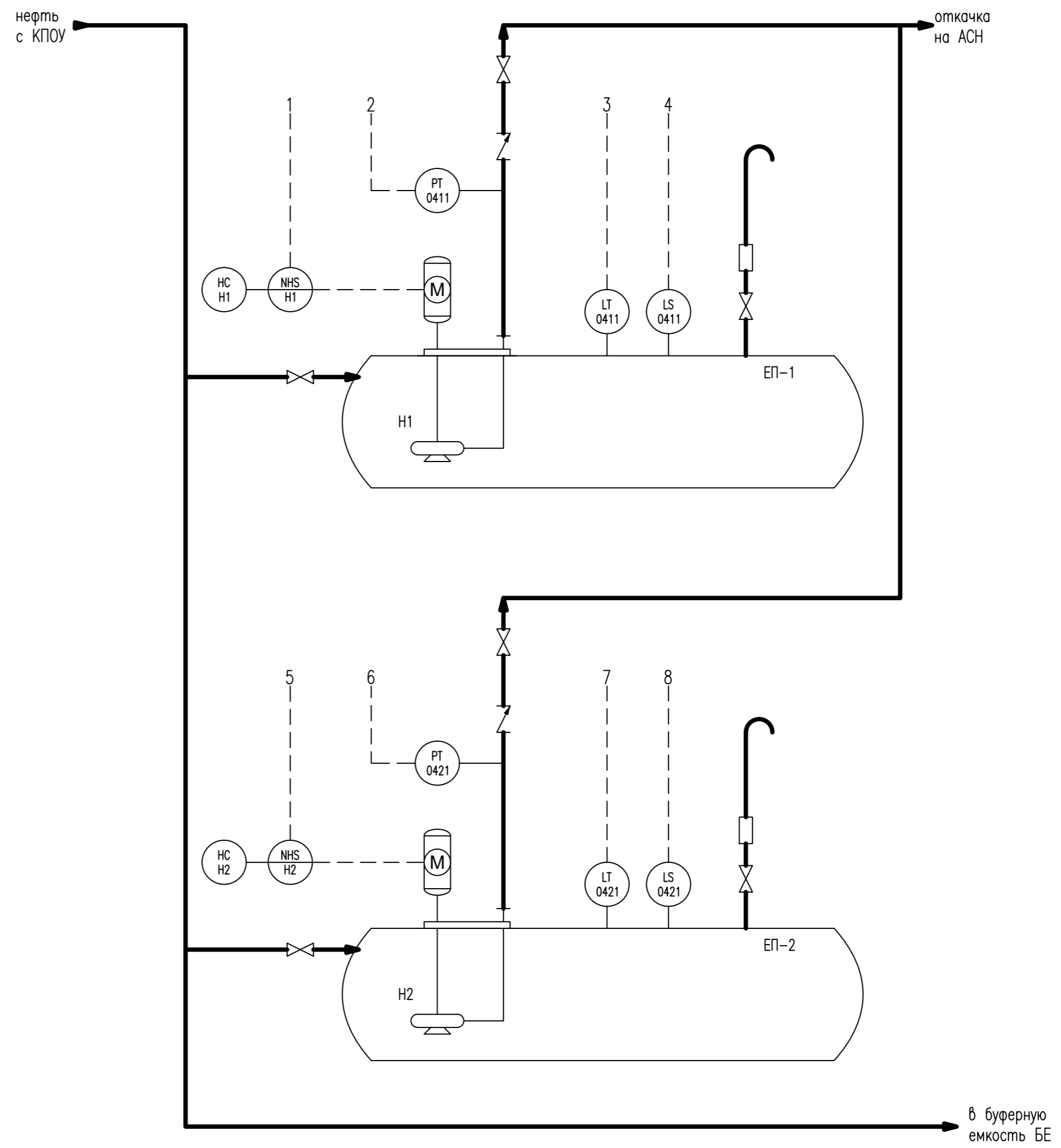
Давление на выкиде насоса НЗ
 Управление насосом НЗ
 Состояние "Насос в работе"
 Режим управления (местный/дистанционный)
 Уровень жидкости в ЕП-3
 Верхний аварийный уровень в ЕП-3



						016-19-ИЛО.ИОС8				
						Обустройство Боркмоского нефтяного месторождения				
Изм.	Кол.уч	Лист	N°док.	Подп.	Дата					
Разраб.	Оршин					Автоматизация комплексная		Стадия	Лист	Листов
Пров.								П	10	
Н.контр.	Шакирова					Схема автоматизации ЕП-3/Н-3		ООО "Инженерное Бюро" "АНКОР"		
Утв.	Минхаиров									

Изм. N подл.	Подп. и дата	Взам инв. N	Согласовано

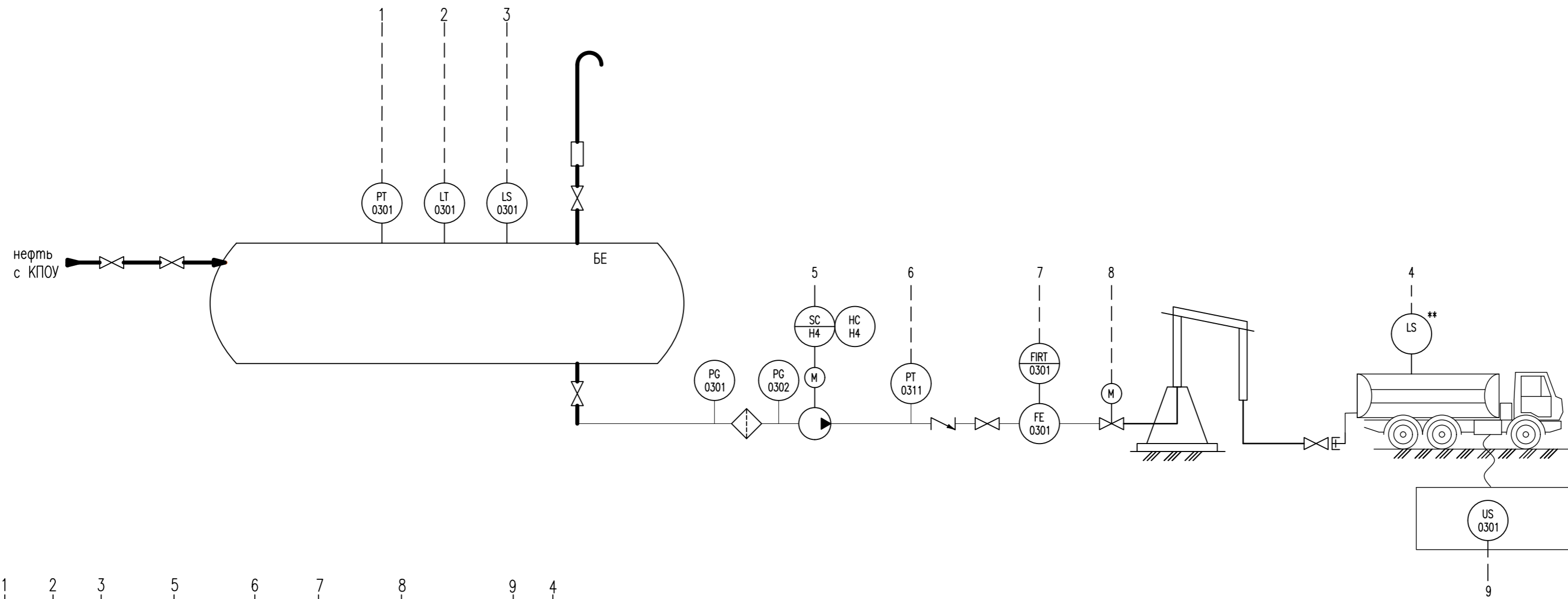
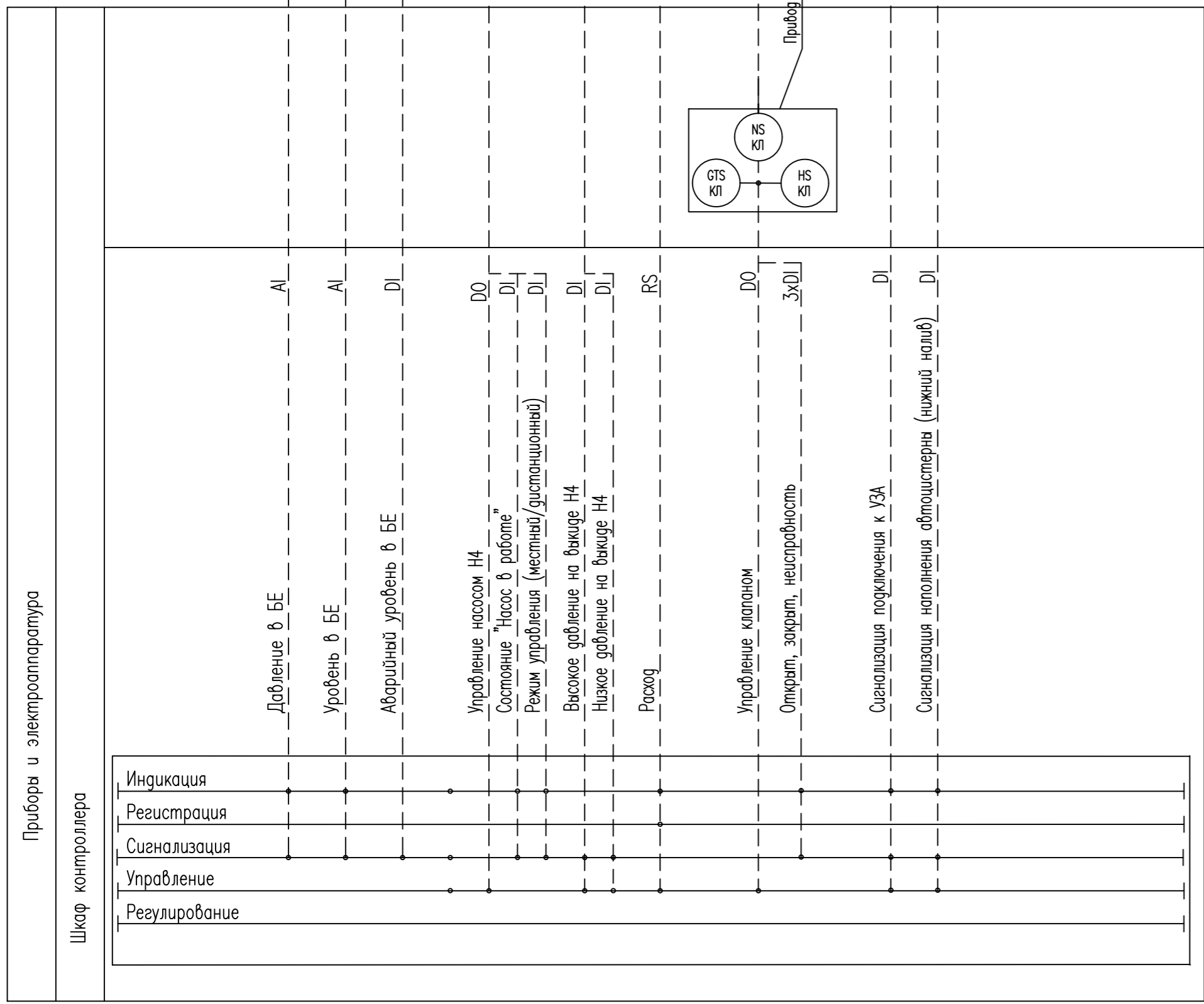
Приборы и электроаппаратура		1	2	3	4	5	6	7	8
Шкаф контроллера	Индикация	AI	DO	DI	DI	RS	DI	AI	DO
	Регистрация	DO	DI	DI	DI	RS	DI	AI	DO
	Сигнализация	DI	DI	DI	DI	RS	DI	AI	DO
	Управление	DI	DI	DI	DI	RS	DI	AI	DO
	Регулирование	DI	DI	DI	DI	RS	DI	AI	DO



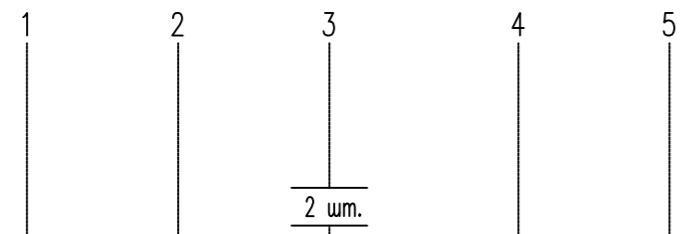
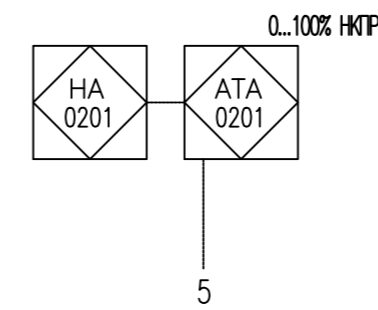
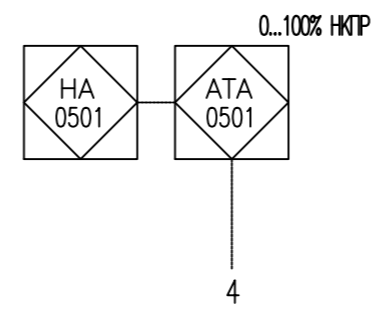
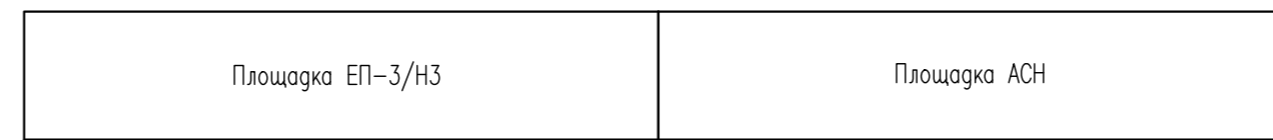
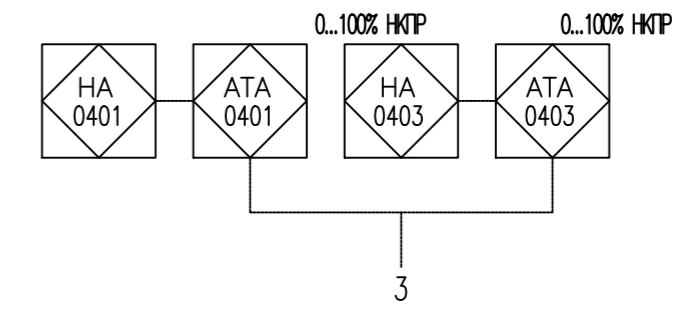
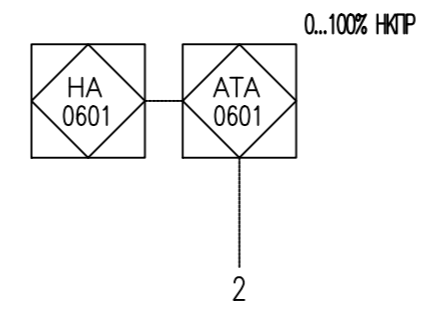
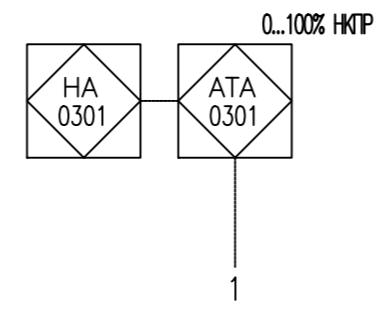
016-19-ИЛО.ИОС8					
Обустройство Боркмоского нефтяного месторождения					
Изм.	Кол.уч.	Лист № док.	Подп.	Дата	
Разраб.	Орешин				
Проб.					
Н.контр.	Шакирова				
Утв.	Минхаиров				
Автоматизация комплексная				Стадия	Лист
				П	11
Функциональная схема автоматизации емкостей ЕП-1/Н1, ЕП-2/Н2				ООО "Инженерное Бюро" "АНКОР"	

Согласовано

Изм. N подл.	Подп. и дата	Взам инв. N

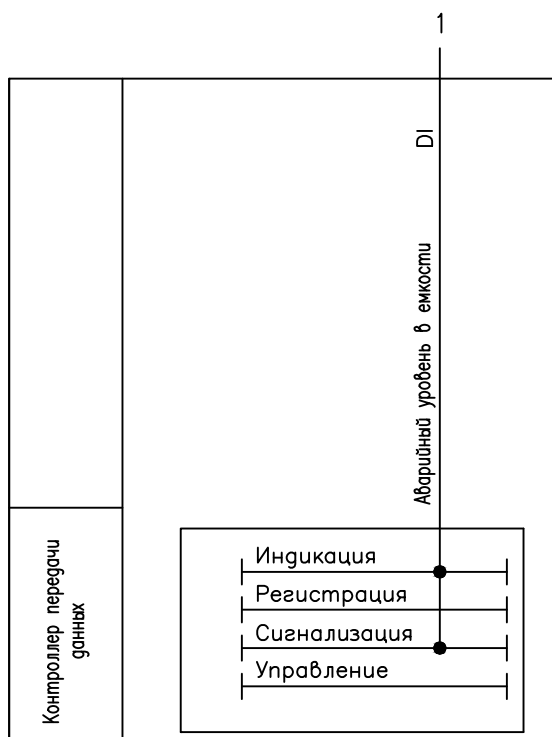
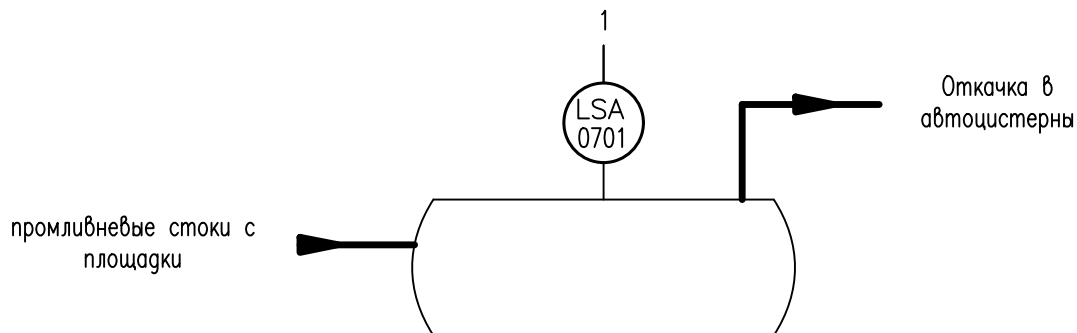


016-19-ИЛО.ИОС8					
Обустройство Боркмоского нефтяного месторождения					
Изм.	Кол.уч.	Лист N° док.	Подп.	Дата	
Разраб.	Орешин				
Проб.					
Автоматизация комплексная				Стадия	Лист
				П	12
Функциональная схема автоматизации емкости БЕ				ООО "Инженерное Бюро" "АНКОР"	
Н.контр.	Шакирова				
Утв.	Минхаиров				



Соединено	Инв. N подл. Погр. и дата	Взам инв.	Приборы и электропараметры	Шкаф контроллера	1	2	3	4	5
					Загазованность на площадке БЕ (СН4)	Загазованность на площадке КПОУ (СН4)	Загазованность на площадке ЕП-1/Н1, ЕП-2/Н2 (СН4)	Загазованность на площадке ЕП-3/Н3 (СН4)	Загазованность на площадке АСН (СН4)
			Индикация						
			Регистрация						
			Сигнализация						
			Управление						
			Регулирование						

016-19-ИЛО.ИОС8				
Обустройство Боркмоского нефтяного месторождения				
Изм.	Кол.уч.	Лист № док.	Подп.	Дата
Разраб.	Орешин			
Проб.				
Н.контр.	Шакирова			
Утв.	Минхаиров			
Автоматизация комплексная			Стадия	Лист
			П	13
Система контроля загазованности ПНН			ООО "Инженерное Бюро" "АНКОР"	



Согласовано

Инв. N подл. Подр. и дата

Взам инв .

Поз. обозн.	Наименование	Кол.	Примечание
LSA 0701	Сигнализатор уровня СУР-10	1	

1. На данном чертеже представлена схема емкости сбора промливневых стоков;
2. Для емкости подземной канализационной схема аналогична;
3. Перечень КИП указан для одной емкости.

016-19-ИЛО.ИОС8

Обустройство Боркмоского нефтяного месторождения

Изм.	Кол.уч.	Лист	N° док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Орешин				Автоматизация комплексная	Стадия	Лист	Листов
Пров.							П	14	
Н.контр.		Шакирова				Схема автоматизации емкости сбора промливневых стоков	ООО "Инженерное Бюро" "АНКОР"		
Утв.		Минхаиров							

Согласовано

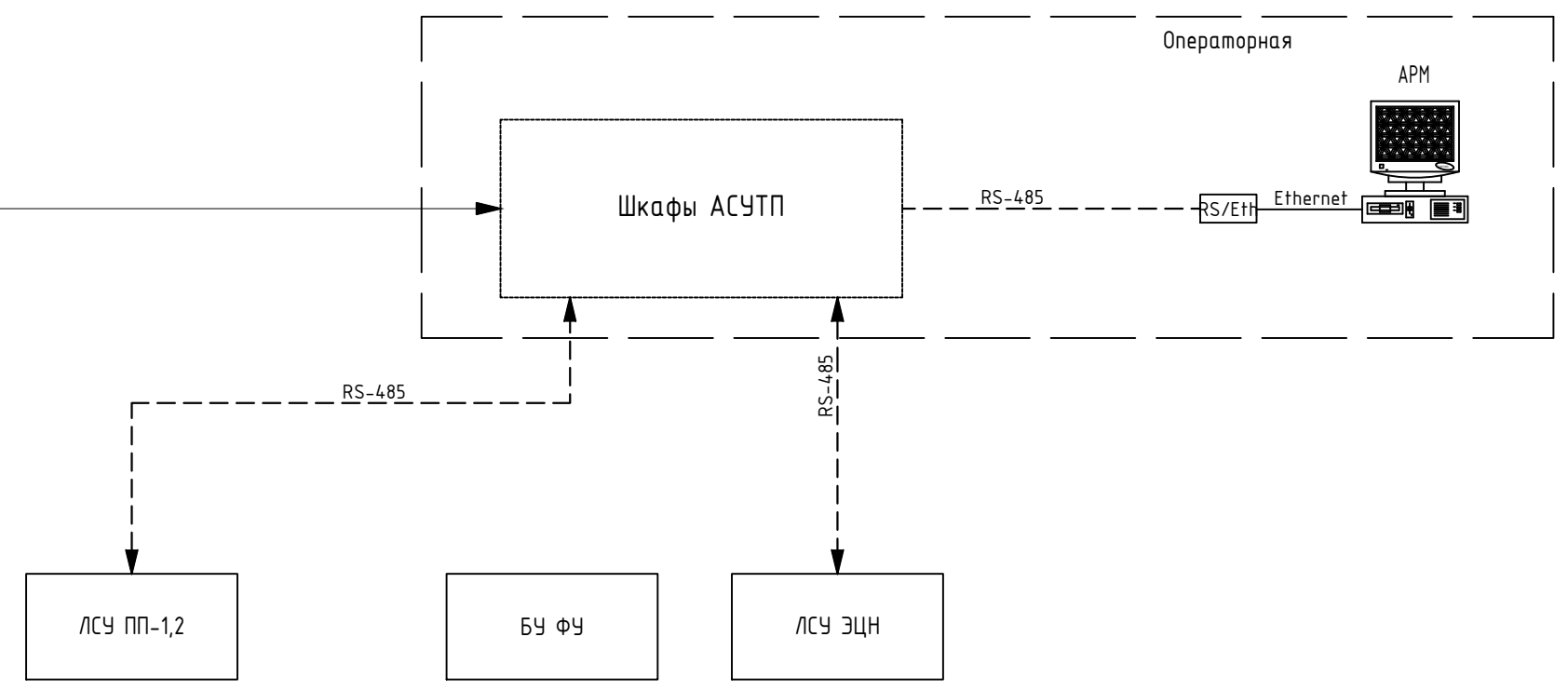
Взам инв . N

Подп. и дата

Инв. N подл.

Датчики технологических параметров, исполнительные механизмы, аппаратура местного управления и сигнализации

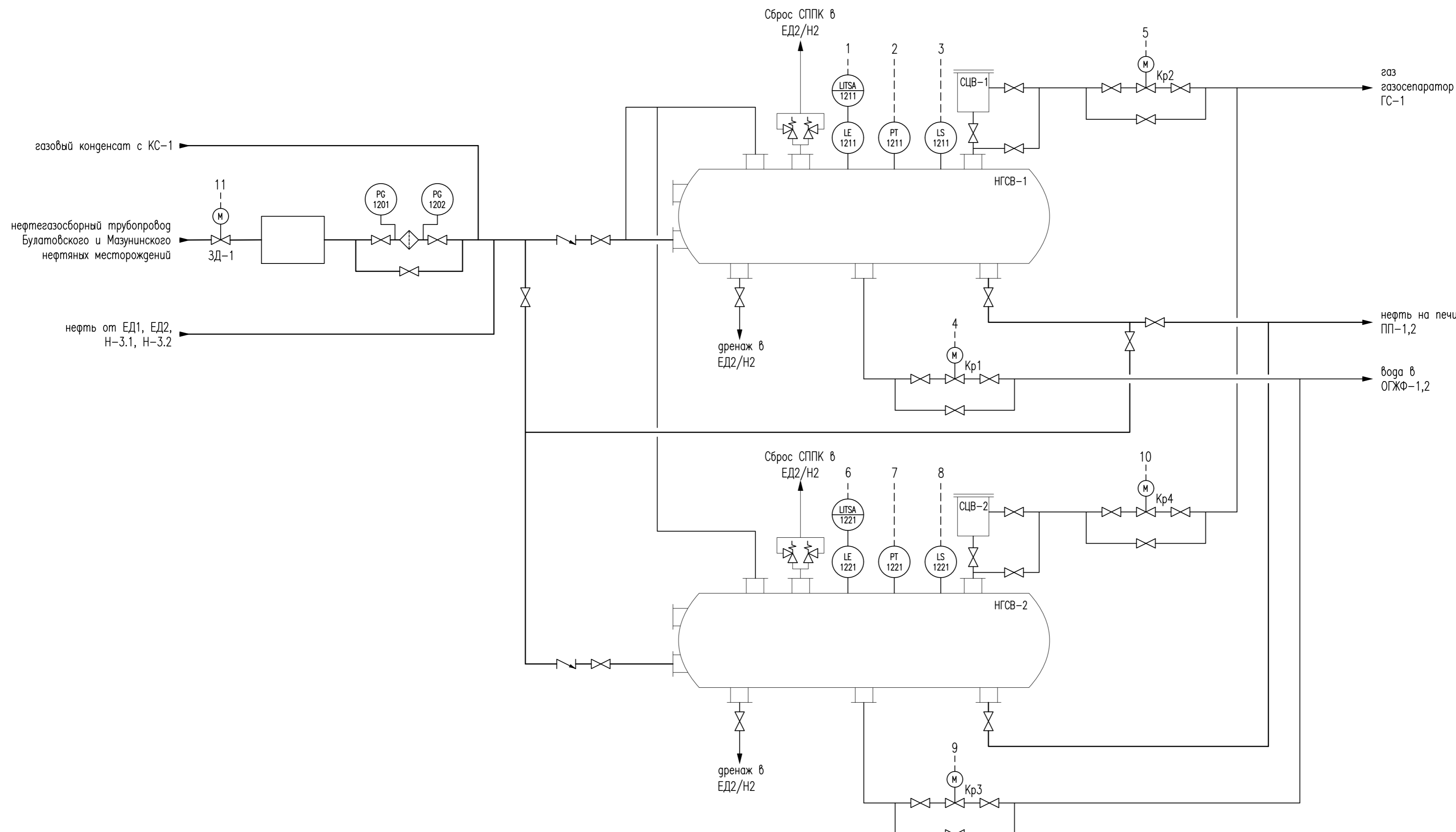
Нефтегазосепаратор НГСВ-1/2	- 2шт.
Отстойник ОГ-1,2	- 2шт.
Отстойник ОГ-3	- 1шт.
Емкость буферная БЕ-1,2	- 2шт.
Отстойник горизонтальный ОГЖФ-1,2	- 2шт.
Газосепаратор ГС-1	- 1шт.
ЧУГ-1,2,3	- 3шт.
Конденсатосборник КС-1	- 2шт.
Насосы Н-3.1, Н-3.2	- 2шт.
Насосы Н-4.1, Н-4.2	- 2шт.
ЧУВ-1,2,3	- 3шт.
Емкость Е-1, Е-2	- 2шт.
Насосы Н-8.1, Н-8.2	- 2шт.
Емкость дренажная ЕД1/Н1, ЕД2/Н2, ЕД3/Н3	- 3шт.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

ОБОЗНАЧЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ
-----	Канал последовательной передачи данных
←	Кабельные линии связи
ЛСУ	Локальная система управления

						016-19-ИЛО.ИОС8			
						Обустройство Боркмооского нефтяного месторождения			
Изм.	Кол.уч	Лист	N°док.	Подп.	Дата	Автоматизация комплексная	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Орешин						П	15	
Пров.						Структурная схема КТС	ООО "Инженерное Бюро" "АНКОР"		
Н.контр.	Шакирова								
Утв.	Минхаиров								



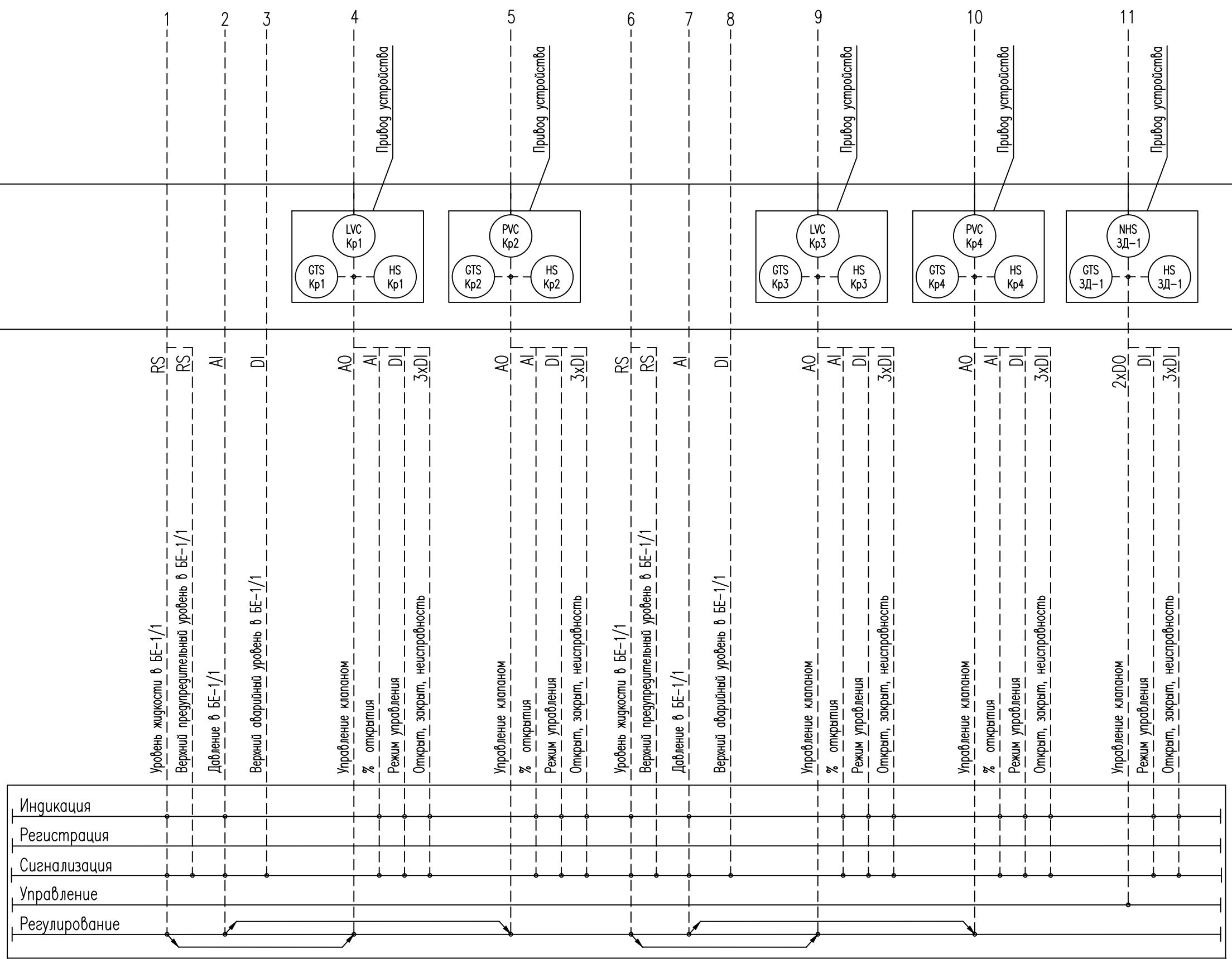
Соеласовано
Инв. N подг. Погр. и дата
Взам инв.

016-19-ИЛО.ИОС8					
Обустройство Боркмооского нефтяного месторождения					
Изм.	Кол.уч.	Лист N° док.	Подп.	Дата	
Разраб.	Орешин				
Проб.					
Н.контр.	Шакирова				
Утв.	Минхаиров				
Автоматизация комплексная			Стадия	Лист	Листов
			П	16.1	
Функциональная схема автоматизации НГСВ-1, 2			ООО "Инженерное Бюро" "АНКОР"		

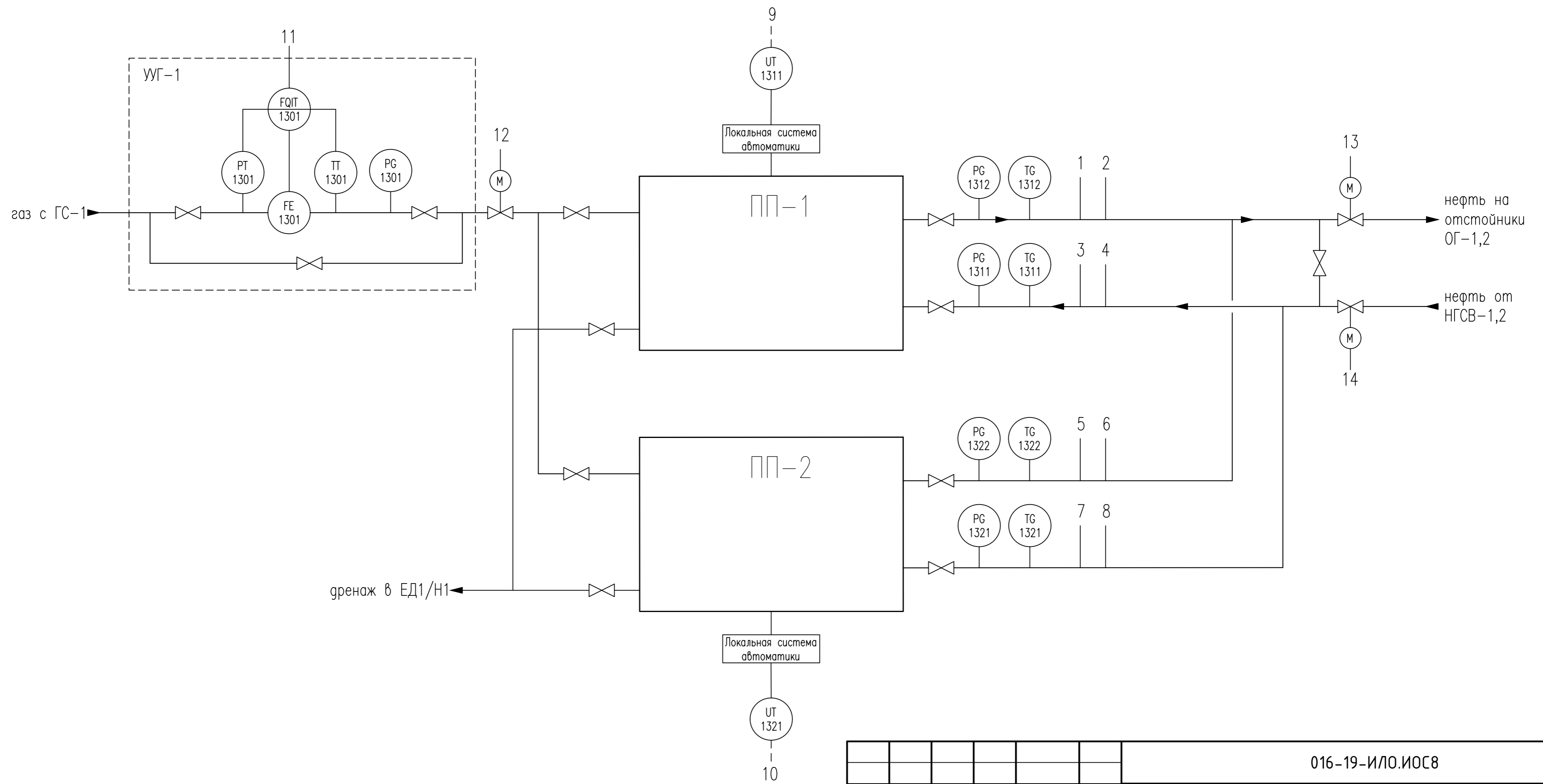
Взам инв.
Индикация
Регистрация
Сигнализация
Управление
Регулирование

Электрощитовая

Щаф АСУ



Изм.	Кол.уч.	Лист	Ндок.	Подпись	Дата

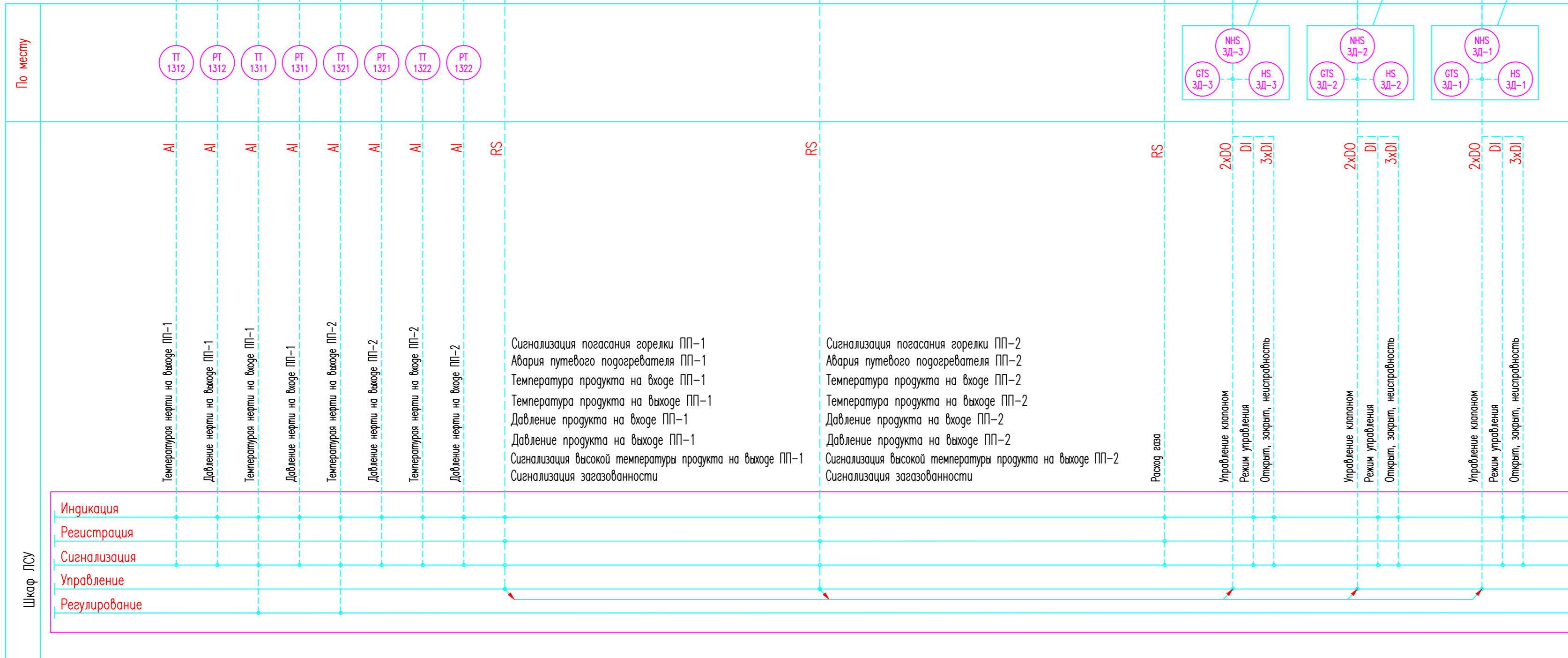


Согласовано			
Инв. N посл. Погр. и дата			
Взам инв.			

						016-19-ИЛО.ИОС8				
						Обустройство Боркмооского нефтяного месторождения				
Изм.	Кол.уч.	Лист	N°док.	Подп.	Дата					
Разраб.	Орешин					Автоматизация комплексная		Стадия	Лист	Листов
Пров.								П	17.1	
Н.контр.	Шакирова					Функциональная схема автоматизации		ООО "Инженерное Бюро"		
Утв.	Минхаиров					путевых подогревателей ПП-1,2		"АНКОР"		

Инв. N подл. Погр. и дата	Взам инв. N	Согласовано

Электрощитовая

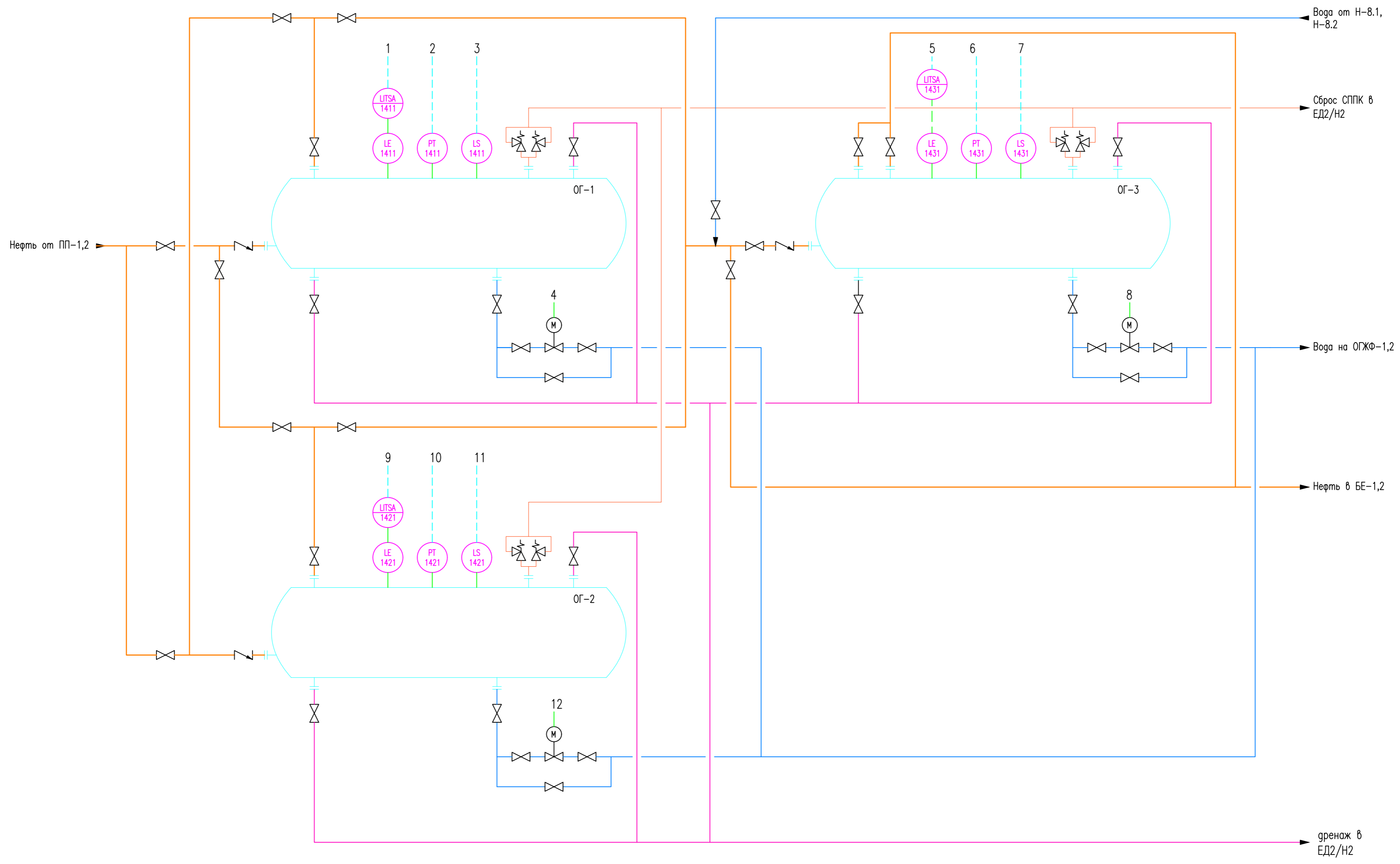


Изм.	Кол.уч.	Лист	Ндок.	Подпись	Дата

016-19-ИЛО.ИОС8

Лист

17.2

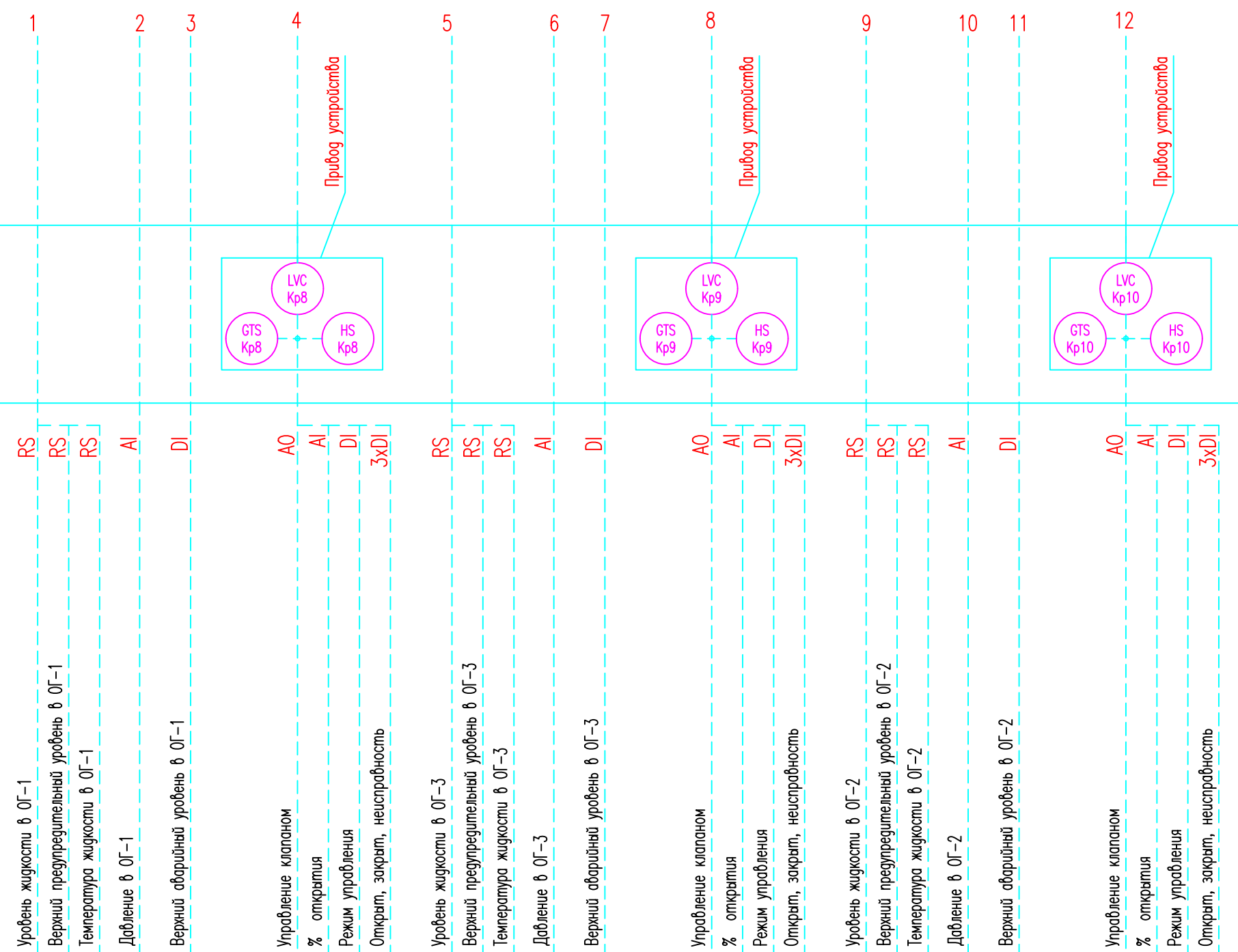


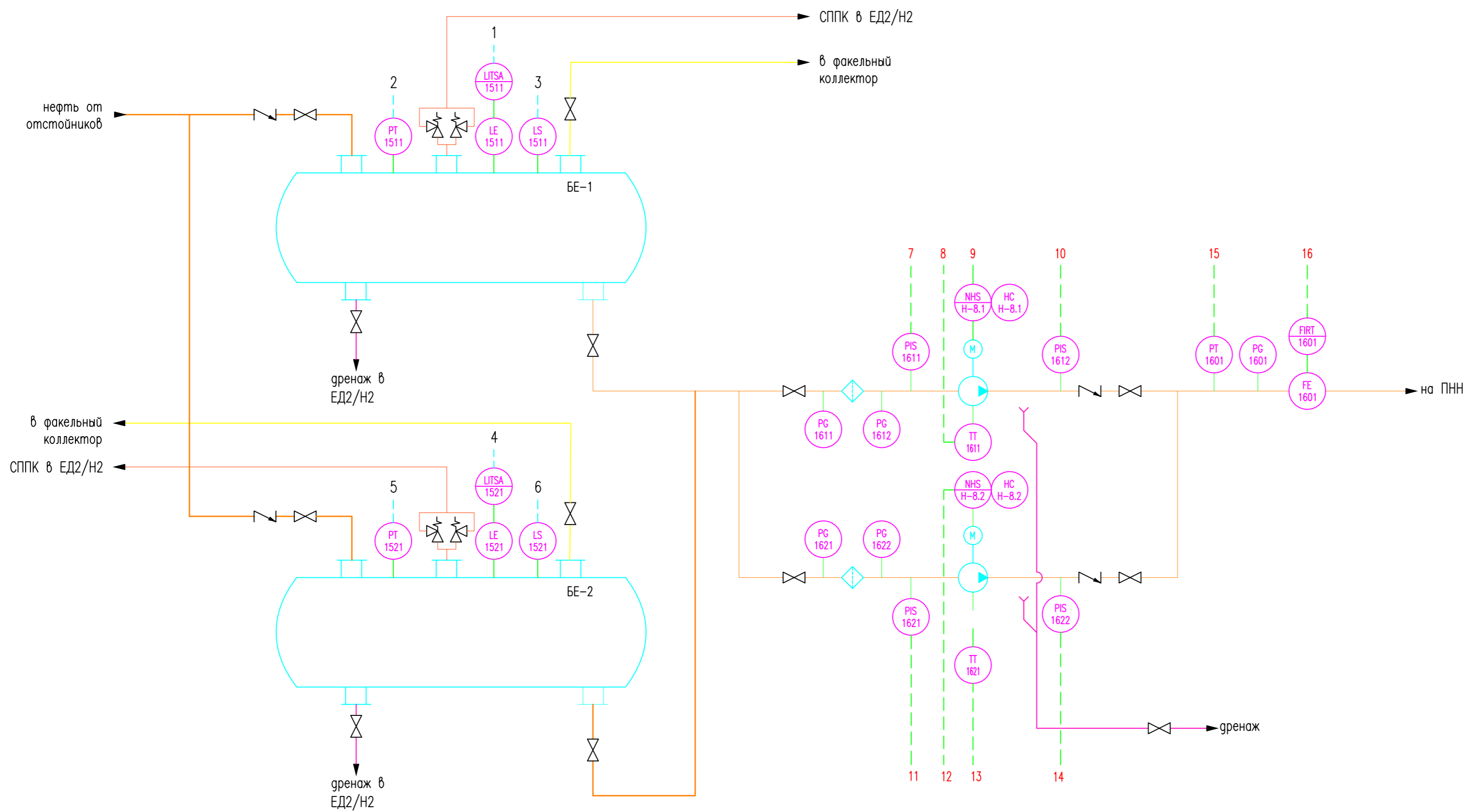
Соеласовано	
Инв. N подл. Погр. и дата	Взам инв. N

016-19-ИЛО.ИОС8					
Обустройство Боркмоского нефтяного месторождения					
Изм.	Кол.уч.	Лист N° док.	Подп.	Дата	
Разраб.	Орешин				
Проб.					
Н.контр.	Шакирова				
Чтв.	Минхаиров				
Автоматизация комплексная			Стадия	Лист	Листов
			П	18.1	
Функциональная схема автоматизации отстойников ОГ-1, 2, 3			ООО "Инженерное Бюро" "АНКОР"		

Электрощитовая

Щкаф АСУ





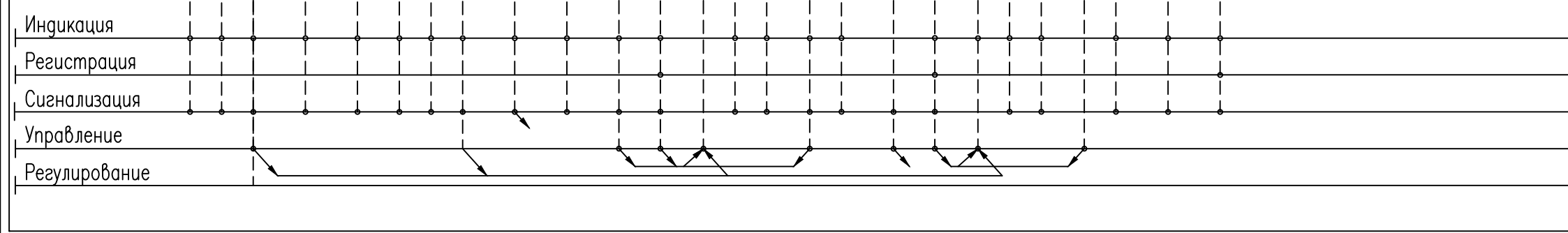
Соеласовано					
Инв. N подл. Подп. и дата	Взам инв. N				

016-19-ИЛО.ИОС8					
Обустройство Боркмоского нефтяного месторождения					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Орешин				
Проб.					
Автоматизация комплексная				Стадия	Лист
				П	19.1
Н.контр. Минхаиров				000 "Инженерное Бюро" "АНКОР"	
Функциональная схема автоматизации БЕ-1, 2. Площадка насосов Н-3.1, 3.2					
Формат А2_L 594 x 420					

Приборы и электроаппаратура

Шкаф контроллера АСУТП

По месту

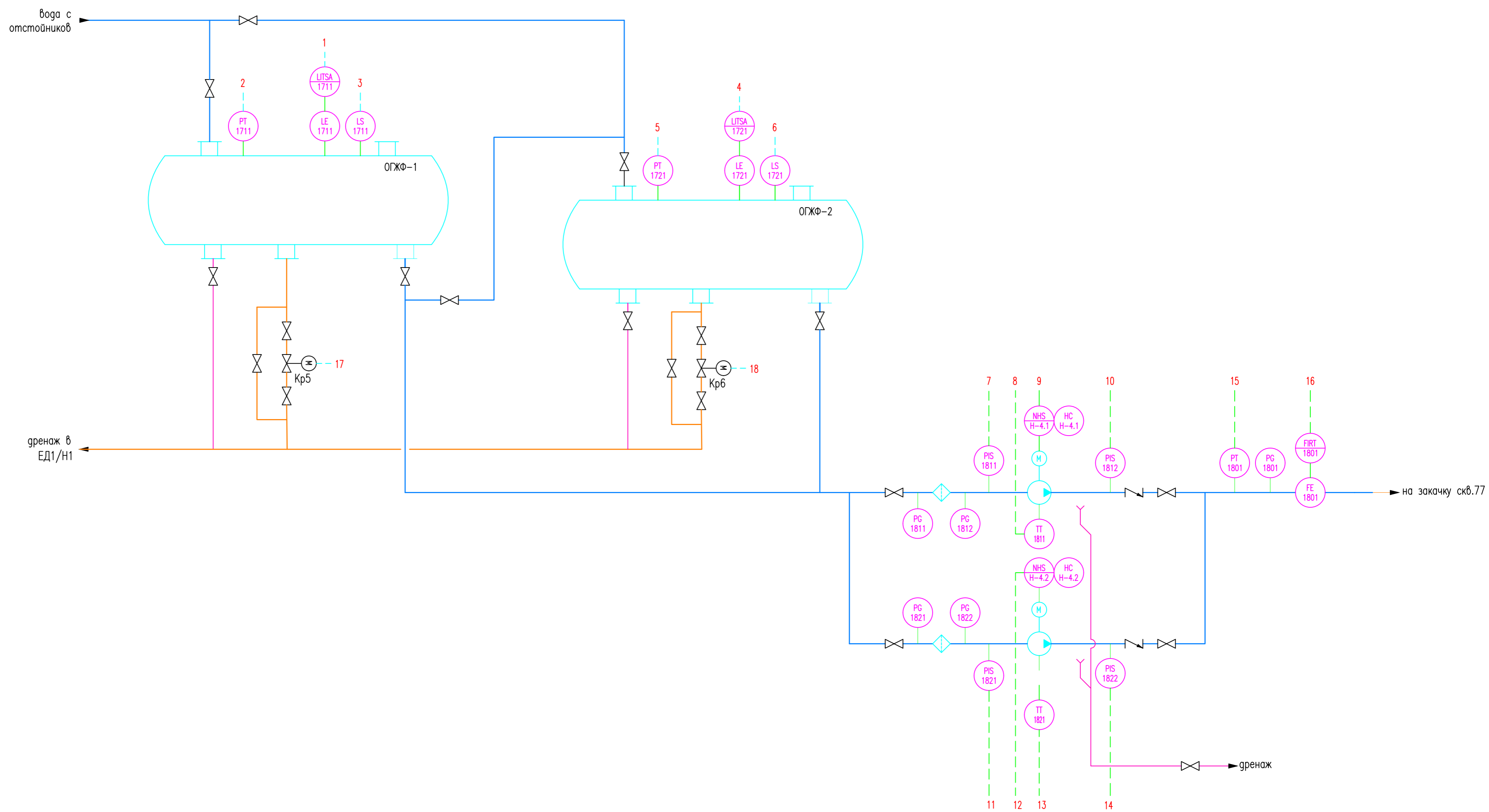


Уровень жидкости в БЕ-1	1	RS
Верхний предупредительный уровень в БЕ-1	2	RS
Нижний предупредительный уровень в БЕ-1	3	RS
Давление в БЕ-1	4	AI
Верхний аварийный уровень в БЕ-1	5	DI
Уровень жидкости в БЕ-2	6	RS
Верхний предупредительный уровень в БЕ-2	7	RS
Нижний предупредительный уровень в БЕ-2	8	RS
Давление в БЕ-2	9	AI
Верхний аварийный уровень в БЕ-2	10	DI
Низкое давление на входе Н-8.1	11	DI
Температура подшипников насоса Н-8.1	12	AI
Управление насосом Н-8.1	13	DO
Состояние "Насос в работе"	14	DI
Режим управления (местный/дистанционный)	15	DI
Высокое давление на выкиде Н-8.1	16	DI
Низкое давление на выкиде Н-8.1		DI
Низкое давление на входе Н-8.2		DI
Температура подшипников насоса Н-8.2		AI
Управление насосом Н-8.2		DO
Состояние "Насос в работе"		DI
Режим управления (местный/дистанционный)		DI
Высокое давление на выкиде Н-8.2		DI
Низкое давление на выкиде Н-8.2		DI
Давление в вакуумном коллекторе Н-8.1,8.2		AI
Расход		RS

2 шт.
H=80°C

2 шт.
H=80°C

Изм.	Кол.уч	Лист	Ндок.	Подпись	Дата
------	--------	------	-------	---------	------



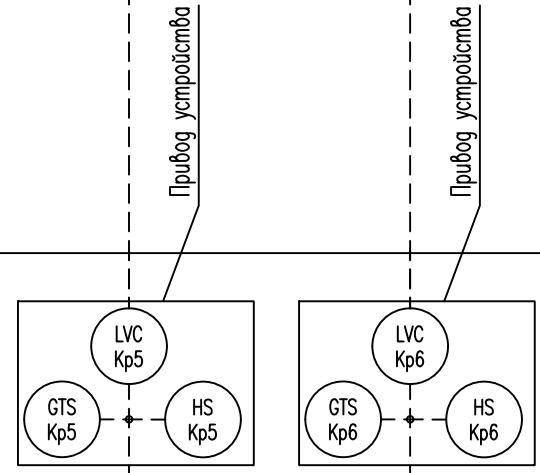
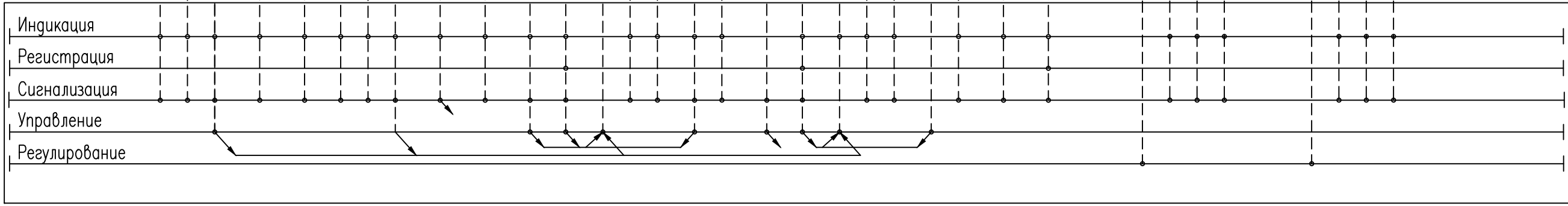
Соеласовано					
Инв. N подл. Подп. и дата	Взам инв. N				

016-19-ИЛО.ИОС8					
Обустройство Боркмоского нефтяного месторождения					
Изм.	Кол.уч.	Лист N° док.	Подп.	Дата	
Разраб.	Орешин				
Проб.					
Н.контр.	Шакирова				
Чтв.	Минхаиров				
Автоматизация комплексная				Стадия	Лист
Функциональная схема автоматизации				П	20.1
ОГЖФ-1, 2. Площадка насосов				ООО "Инженерное Бюро"	
Н-4.1, 4.2				"АНКОР"	

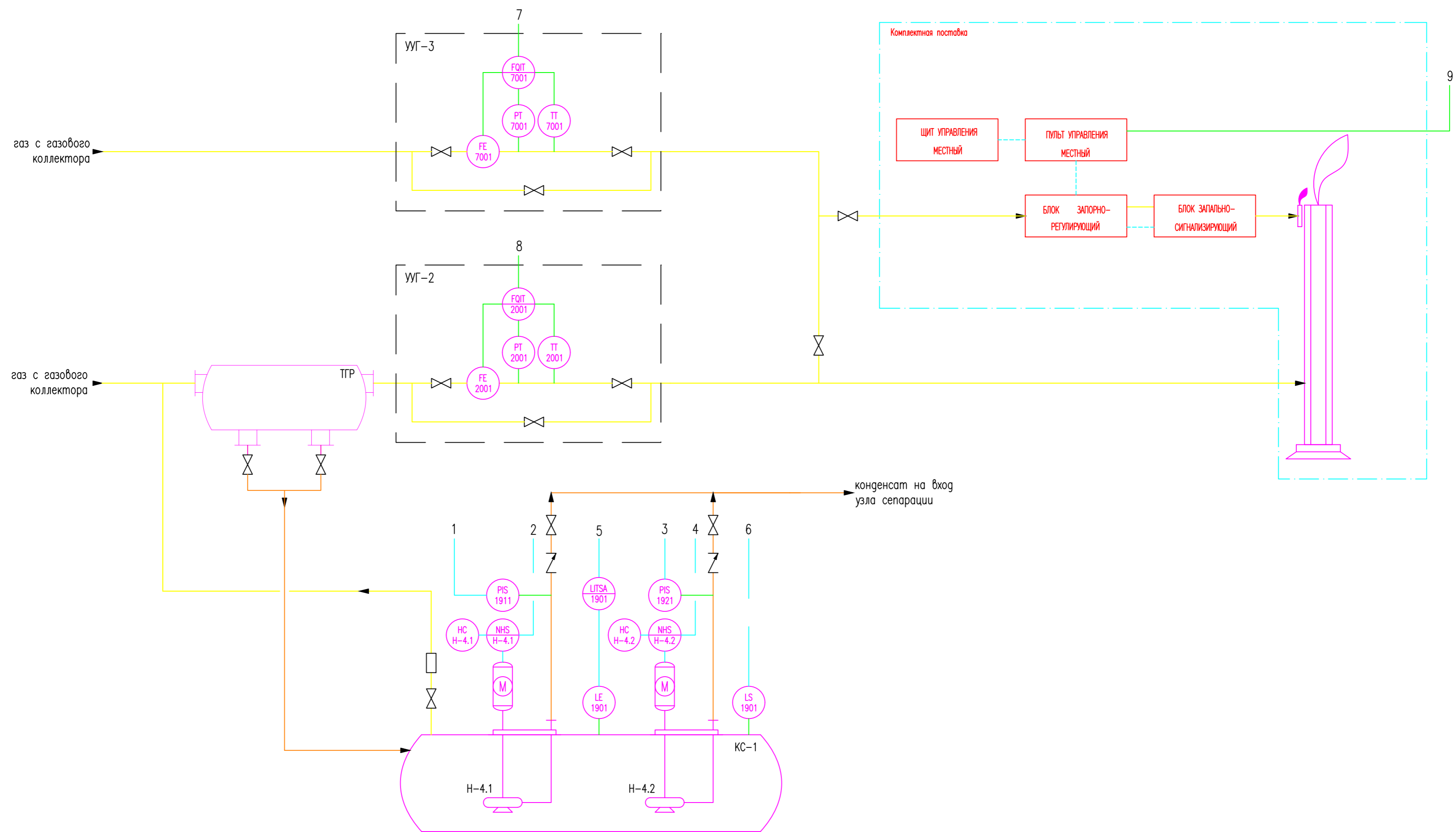
Приборы и электроаппаратура

Шкаф контроллера АСУТП

По месту



Изм.	Кол.уч	Лист	Ндк.	Подпись	Дата

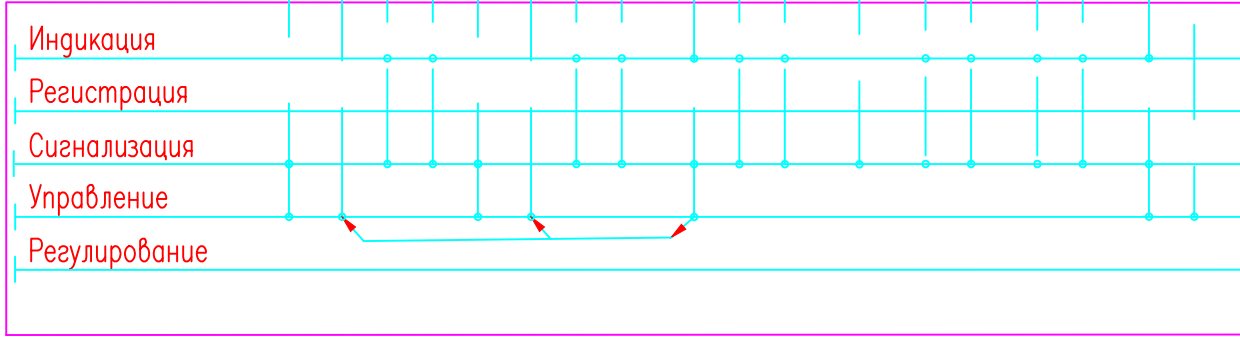


Соеласовано				
Инв. N подл. Погр. и gamma	Взам инв. N			

					016-19-ИЛО.ИОС8						
					Обустройство Боркмоского нефтяного месторождения						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Автоматизация комплексная			Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Орешин							П	21.1	
Проб.						Функциональная схема автоматизации факельной установки			ООО "Инженерное Бюро" "АНКОР"		
Н.контр.		Шакирова									
Утв.		Минхаиров									

Приборы и электроаппаратура

Шкаф контроллера



Давление на выкиде насоса Н-4.1	DI	1	L=0,1МПа; H=0,43МПа
Управление насосом Н-4.1	DO	2	
Состояние "Насос в работе"	DI		
Режим управления (местный/дистанционный)	DI		
Давление на выкиде насоса Н-4.2	DI	3	L=0,1МПа; H=0,43МПа
Управление насосом Н-4.2	DO	4	
Состояние "Насос в работе"	DI		
Режим управления (местный/дистанционный)	DI		
Уровень жидкости в КС-1	RS	5	
Верхний предупредительный уровень в КС-1	RS		
Температура жидкости в КС-1	RS		
Верхний аварийный уровень в КС-1	DI	6	
Расход газа	RS	7	
Сигнализация наличия расхода газа	RS		
Расход газа	RS	8	
Сигнализация наличия расхода газа	RS		
Сигнализация погасания факела	DI	9	
Управление розжигом	RS		

Изм.	Кол.уч	Лист	Ндок.	Подпись	Дата

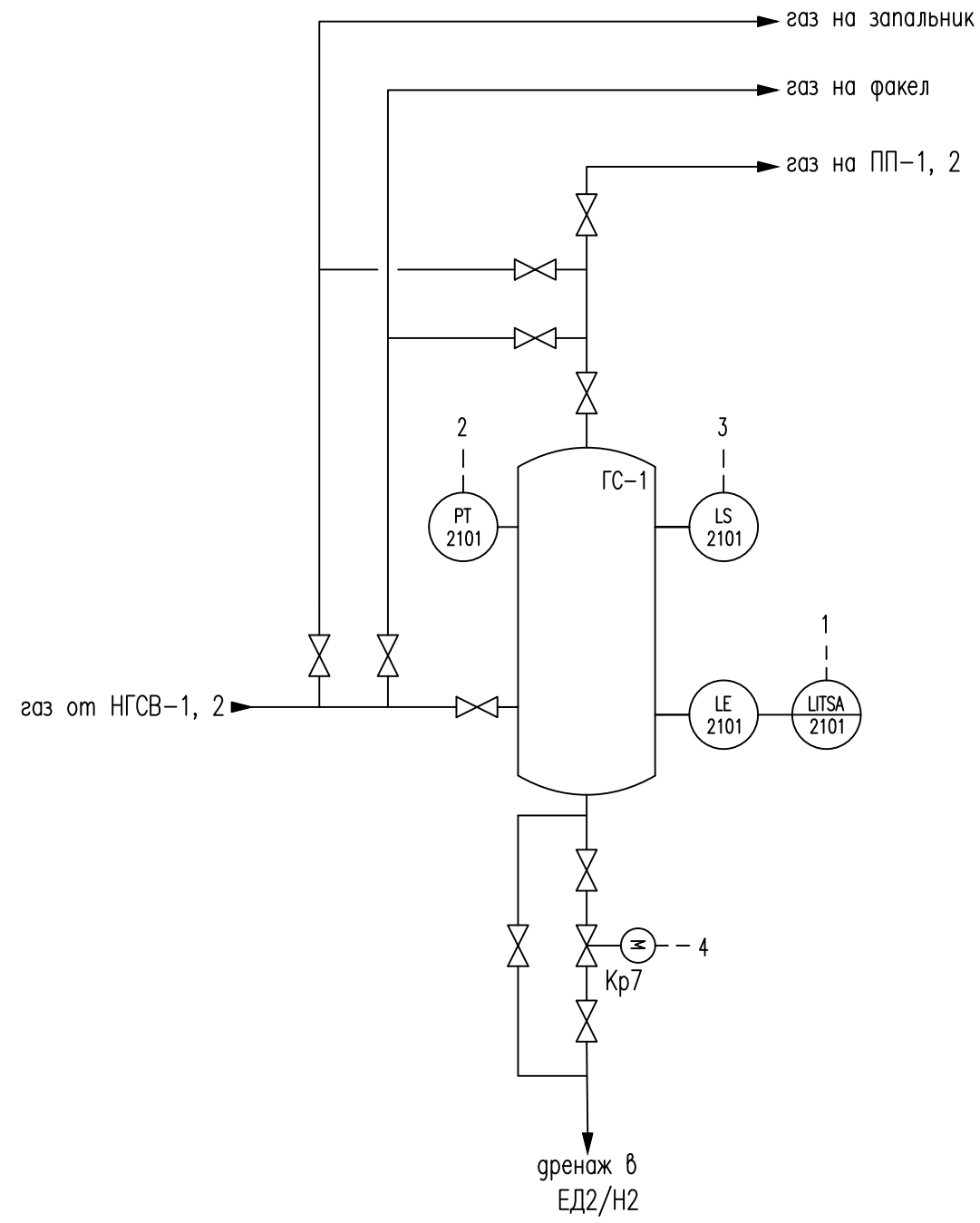
016-19-ИЛО.ИОС8

Лист

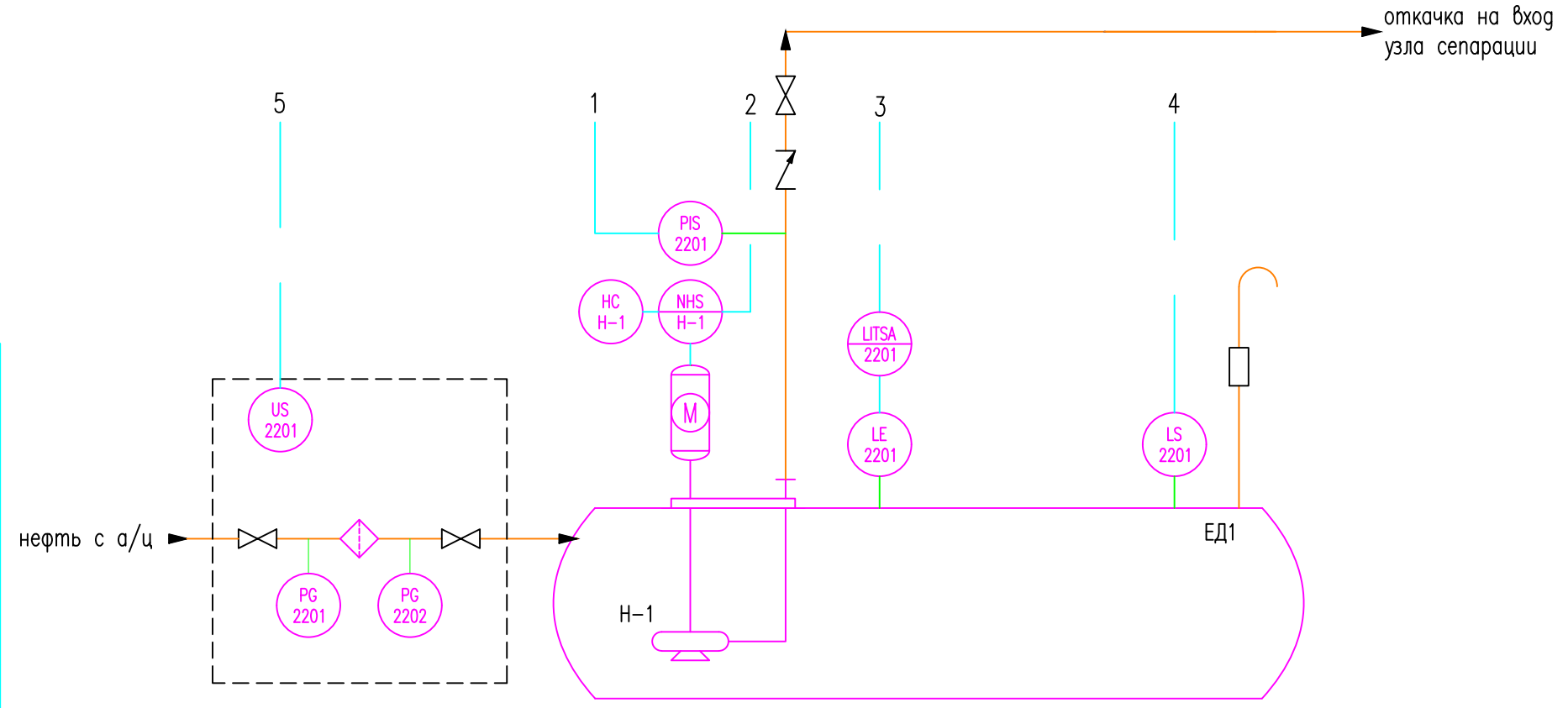
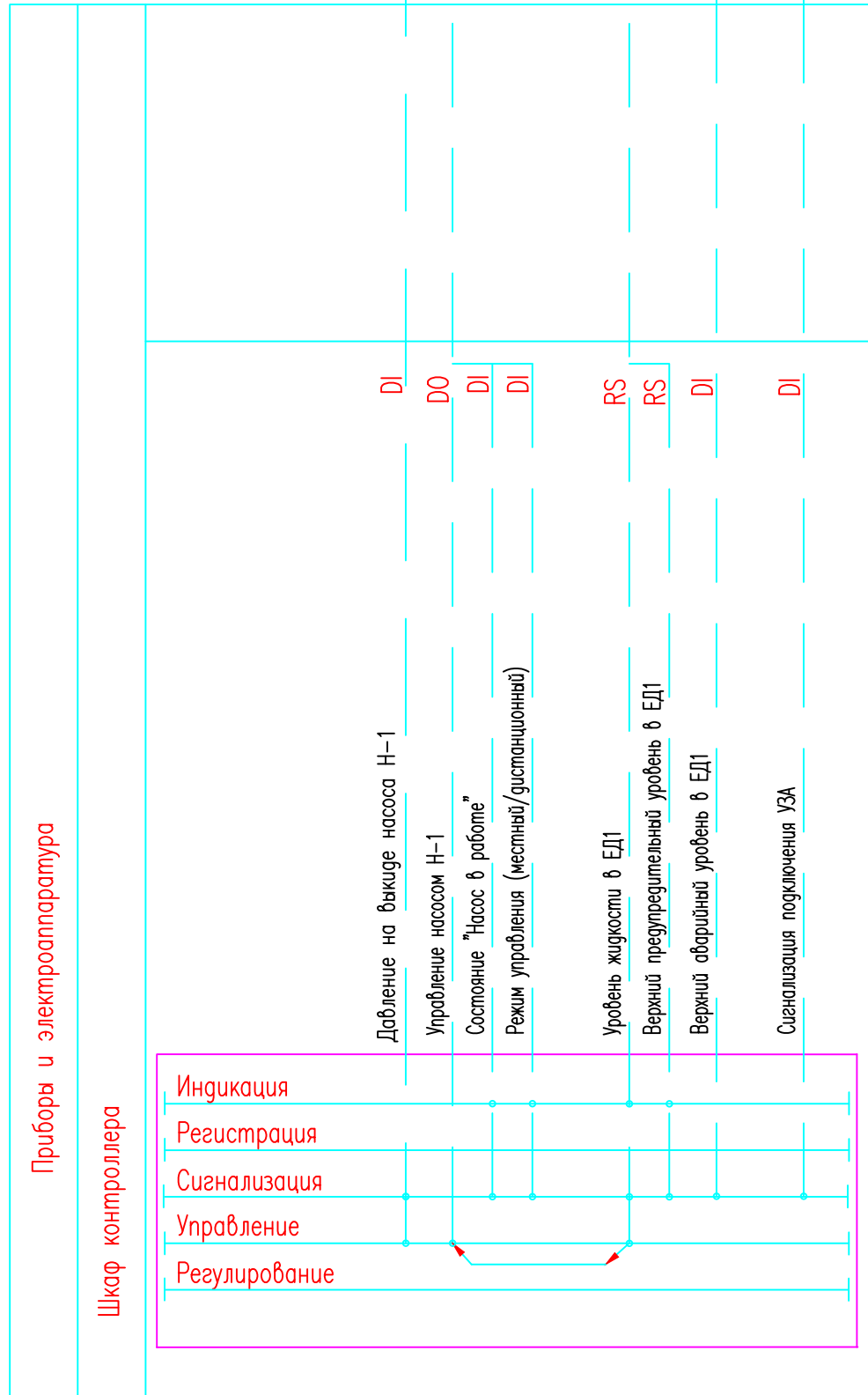
21.2

Инв. N подл. Подп. и дата	Взам инв. N	Согласовано	

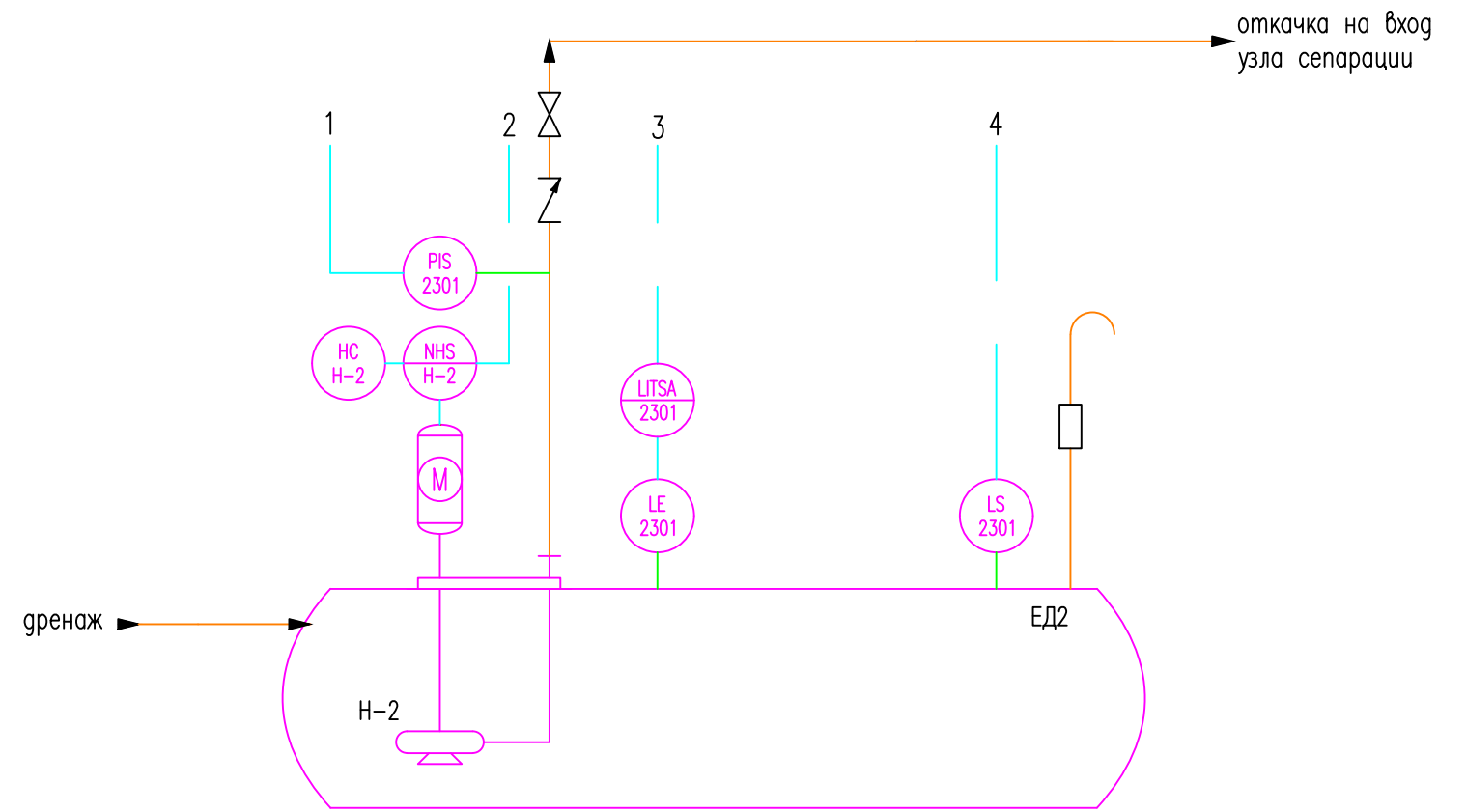
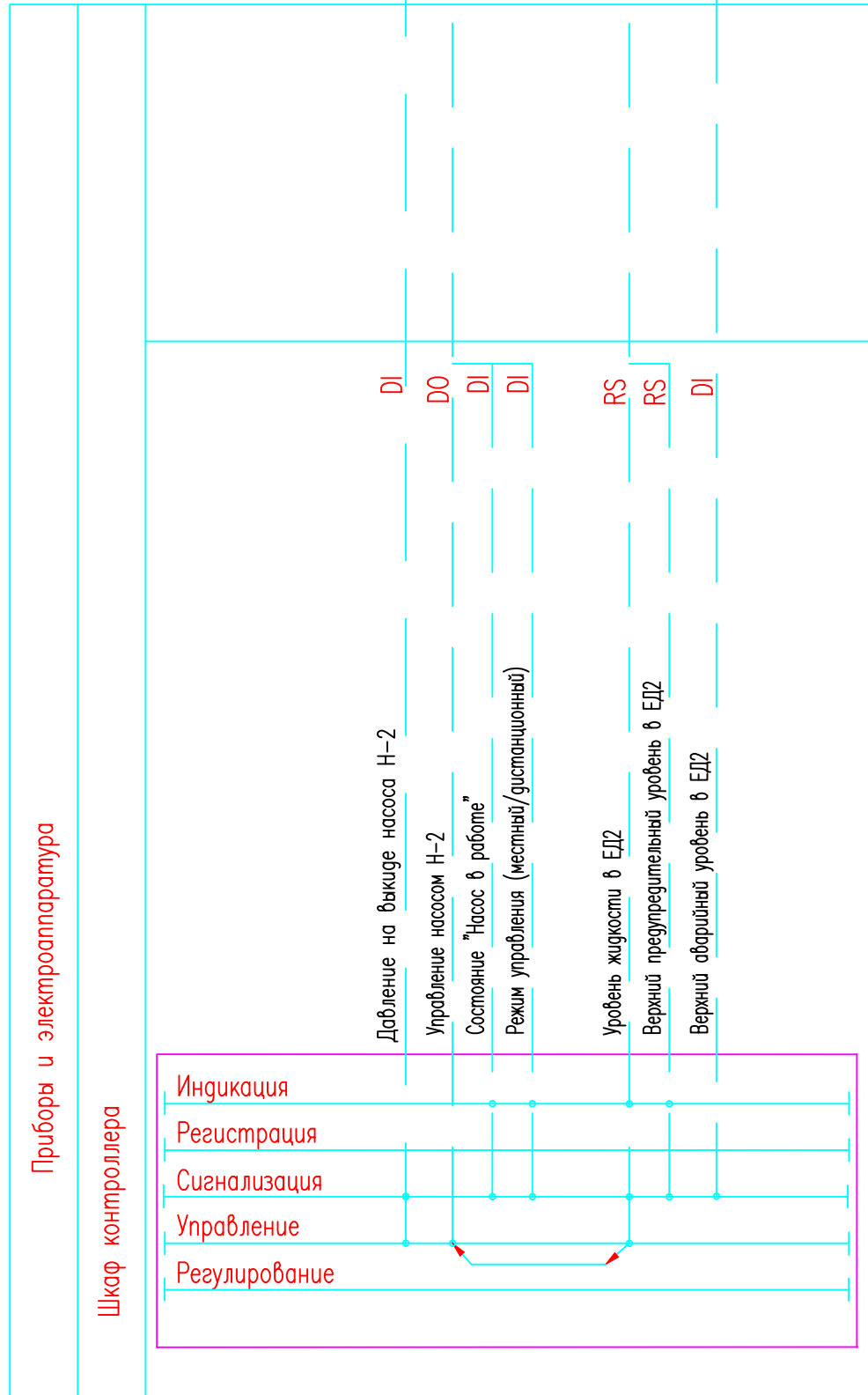
Приборы и электроаппаратура		По месту																																																
Шкаф контроллера АСУПП	<table border="1"> <tr> <td>Индикация</td> <td>1</td> <td>2</td> <td>3</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td>Регистрация</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Сигнализация</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Управление</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Регулирование</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table>	Индикация	1	2	3	4	Регистрация					Сигнализация					Управление					Регулирование					<table border="1"> <tr> <td>Уровень жидкости в ГС-1</td> <td>RS</td> </tr> <tr> <td>Верхний предупредительный уровень в ГС-1</td> <td>RS</td> </tr> <tr> <td>Давление в ГС-1</td> <td>AI</td> </tr> <tr> <td>Верхний аварийный уровень в ГС-1</td> <td>DI</td> </tr> <tr> <td>Управление клапаном</td> <td>AO</td> </tr> <tr> <td>% открытия</td> <td>AI</td> </tr> <tr> <td>Режим управления</td> <td>DI</td> </tr> <tr> <td>Открыт, закрыт, неисправность</td> <td>3xDI</td> </tr> </table>	Уровень жидкости в ГС-1	RS	Верхний предупредительный уровень в ГС-1	RS	Давление в ГС-1	AI	Верхний аварийный уровень в ГС-1	DI	Управление клапаном	AO	% открытия	AI	Режим управления	DI	Открыт, закрыт, неисправность	3xDI	<table border="1"> <tr> <td colspan="2">Прибор устройства</td> </tr> <tr> <td>LVC Кр7</td> <td rowspan="3">4</td> </tr> <tr> <td>GTS Кр7</td> </tr> <tr> <td>HS Кр7</td> </tr> </table>	Прибор устройства		LVC Кр7	4	GTS Кр7	HS Кр7
		Индикация	1	2	3	4																																												
		Регистрация																																																
		Сигнализация																																																
		Управление																																																
		Регулирование																																																
Уровень жидкости в ГС-1	RS																																																	
Верхний предупредительный уровень в ГС-1	RS																																																	
Давление в ГС-1	AI																																																	
Верхний аварийный уровень в ГС-1	DI																																																	
Управление клапаном	AO																																																	
% открытия	AI																																																	
Режим управления	DI																																																	
Открыт, закрыт, неисправность	3xDI																																																	
Прибор устройства																																																		
LVC Кр7	4																																																	
GTS Кр7																																																		
HS Кр7																																																		



016-19-ИЛО.ИОС8					
Обустройство Боркмооского нефтяного месторождения					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Орешин				
Пров.					
Автоматизация комплексная					Стадия
Функциональная схема автоматизации газосепаратора ГС-1					Лист
					Листов
ООО "Инженерное Бюро" "АНКОР"					
Н.контр.	Шакирова				
Утв.	Минхаиров				



016-19-ИЛО.ИОС8					
Обустройство Боркмооского нефтяного месторождения					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Орешин				
Пров.					
Н.контр.	Шакирова				
Утв.	Минхаиров				
Автоматизация комплексная					Стадия
Функциональная схема автоматизации ЕД-1/Н1					Лист
000 "Инженерное Бюро" "АНКОР"					Листов
П					23



* Схема применима для емкости ЕД-3/Н3

						016-19-ИЛО.ИОС8			
						Обустройство Боркмооского нефтяного месторождения			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.	Орешин					Автоматизация комплексная	Стадия	Лист	Листов
Пров.							П	24	
Н.контр.	Шакирова					Функциональная схема автоматизации ЕД-2/Н2, ЕД-3/Н3	ООО "Инженерное Бюро" "АНКОР"		
Утв.	Минхаиров								