



**ПРОЕКТ  
ИНЖИНИРИНГ  
НЕФТЬ**

**Общество с ограниченной  
ответственностью  
«ПроектИнжинирингНефть»**

**Заказчик – ООО «ЛУКОЙЛ-АИК»**

**«Обустройство куста скважин №12 на Тевлинско-Русскинском  
месторождении в пределах Когалымском участка недр»**

## **ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

**Раздел 6. Технологические решения**

**Часть 2. Автоматизация технологических процессов**

**6/23-П-ТР2**

**Том 6.2**

**2023**



**ПРОЕКТ  
ИНЖИНИРИНГ  
НЕФТЬ**

**Общество с ограниченной  
ответственностью  
«ПроектИнжинирингНефть»**

**Заказчик – ООО «ЛУКОЙЛ-АИК»**

**«Обустройство куста скважин №12 на Тевлинско-Русскином  
месторождении в пределах Когалымском участка недр»**

**ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

**Раздел 6. Технологические решения**

**Часть 2. Автоматизация технологических процессов**

**6/23-П-ТР2**

**Том 6.2**

**Главный инженер**

**Г.П. Бессолов**

**Главный инженер проекта**

**Д.А. Горбачев**

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

**2023**

## Содержание тома 6.2

Обозначение	Наименование	Примечание
6/23-П-ТР2-С	Содержание тома 6.2	1 лист
6/23-П-ТР2-ТЧ	Текстовая часть	22 листа
6/23-П-ТР2-ГЧ, лист 1	Ведомость графической части	1 лист
6/23-П-ТР2-ГЧ, лист 2	Структурная схема комплекса технических средств АСУТП	1 лист
6/23-П-ТР2-ГЧ, лист 3	Схема автоматизации	1 лист
6/23-П-ТР2-ГЧ, лист 4	Блок аппаратный поз. 6.2. План расположения оборудования	1 лист
6/23-П-ТР2-ГЧ, лист 5	Сети контроля и автоматики. План трасс (1:500)	
		<b>Всего 27 листов</b>

Согласовано


Взам. инв. №	
Подпись и дата	

Инв. № подл.	
--------------	--

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Караваев			15.12.23
Н.контр.		Турсанов			15.12.23
ГИП		Горбачев			15.12.23

<b>6/23-П-ТР2-С</b>					
<b>Содержание тома 6.2</b>					
Стадия	Лист	Листов			
П		1			
ООО «ПроектИнжинирингНефть»					



## Перечень сокращений и обозначений

В настоящем разделе проектной документации применяют следующие сокращения и обозначения:

АРМ	– автоматизированное рабочее место
АСУТП	– автоматизированная система управления технологическим процессом
ДВК	– дозрывная концентрация
ИБП	– источник бесперебойного питания
КИП	– контрольно-измерительные приборы
КИПиА	– контрольно-измерительные приборы и автоматика
КТС	– комплекс технических средств
НКПР	– нижний концентрационный предел распространения
ПЛК	– программируемый логический контроллер
ПДК	– предельно-допустимая концентрация
СУ ТМ	– станция управления телемеханики
СУ УДС	– станция управления установки депарафинизации скважин
СУ СУДР	– станция управления скважиной установки подачи реагента
СУ ЭЦН	– станция управления насосом ЭЦН
СИ	– средство измерения

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					6/23-П-ТР2-ТЧ	Лист
								2
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

# 1 Основные технические решения по автоматизации систем управления технологическим процессом

Подраздел «Автоматизация технологических процессов» выполнен на основании:

– задания на проектирование по объекту «Обустройство куста скважин № 12 на Тевлинско-Русскинском месторождении в пределах Когалымском лицензионном участке»;

– технические условия на автоматизацию и связь объекта (Приложение А);

– задания ГИПа и смежных отделов;

– чертежи генеральных планов обустройства;

В состав проектируемого объекта входят следующие основные технологические и вспомогательные объекты:

– скважина добывающая (поз. 1.1...1.17);

– скважина нагнетательная с отработкой на нефть (поз. 2.1...2.7);

– установка измерительная АГЗУ-1 (поз. 5) в составе:

а) блок технологический (поз. 5.1);

б) блок аппаратурный (поз. 5.2);

– установка измерительная АГЗУ-2 (поз. 6) в составе:

а) блок технологический (поз. 6.1);

б) блок аппаратурный (поз. 6.2);

– водораспределительный пункт (поз. 7);

– емкость дренажная,  $V=12,5 \text{ м}^3$  (поз. 8.1, 8.2);

– КТПК1 (поз. 10.1);

– КТПК2 (поз. 10.2);

– сети технологические.

Позиции зданий и сооружений указаны согласно, тома 2 «Схема планировочной организации земельного участка».

## 1.1 Описание проектных решений

Принятые в проекте технические решения соответствуют заданию на проектирование и требованиям действующих нормативно-технических документов.

В данной части приняты следующие технические решения:

– датчики, измерительные преобразователи защищены от атмосферных воздействий и установлены в чехлах;

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист
			<b>6/23-П-ТР2-ТЧ</b>						3
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

– применяемые чехлы имеют конструктив, позволяющий осуществить обогрев приборов КИПиА совместно с отборными устройствами этих приборов. Для обогрева максимально используется тепло технологической среды в трубопроводе (в аппарате);

– питание полевых приборов - 24 В постоянного тока, организовано от блока питания шкафа станции управления (СУ);

– приборы для измерения давления комплектуются 2-х вентильными клапанными блоками;

– приборы и средства автоматизации выбраны с учетом климатических условий их применения согласно ГОСТ 15150-69 и сведений, приведенных в таблице 3.22 тома 3 «Технический отчет по результатам инженерно-гидрометеорологических изысканий для подготовки проектной документации»;

– степень защиты оболочки контрольно-измерительных приборов, распределительных устройств и т.д., включая кабельные вводы и заглушки, размещаемые в помещении, не ниже IP42, размещаемые на открытой площадке не ниже IP65 согласно ГОСТ 14254-2015;

– соединение с процессом преимущественно через метрическую резьбу M20x1,5 или фланцевое DN150 PN16;

– датчики, измерительные преобразователи, приводы исполнительных механизмов, располагаемые во взрывоопасных зонах, имеют взрывозащищенное исполнение с видом взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка» (преимущественно);

– датчики загазованности, устанавливаются в производственных помещениях, включая укрытия класса В-1а;

– на открытых площадках В-1г, в производственных помещениях В-1а, при плановых и ремонтно-профилактических работах эксплуатирующий персонал с помощью переносных взрывозащищенных газоанализаторов осуществляет дополнительный постоянный контроль воздушной среды рабочей зоны;

– для передачи информации от датчиков, измерительных преобразователей в АСУТП используют выходной токовый сигнал (4-20 мА) и дискретные сигналы («сухой контакт» 24 В постоянного тока);

– для передачи информации от счетчиков электроэнергии в АСТУЭ используют интерфейс RS485 протокол Modbus RTU;

– в соответствии с положениями СП 77.13330.2016, ПУЭ, проектом предусмотрено заземление всех металлических нетоковедущих частей электрооборудования на общий существующий контур заземления, которые могут оказаться под напряжением вследствие

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

							<b>6/23-П-ТР2-ТЧ</b>	Лист
								4
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

повреждения изоляции. Корпуса приборов заземлены в соответствии с инструкциями заводоизготовителей, СП 77.13330.2016, ПУЭ;

– каждый корпус прибора, подлежащий заземлению, присоединяется к сети заземления при помощи отдельного ответвления. Последовательное заземление не допускается. Соединение заземляющих и нулевых защитных проводников выполняется болтовым соединением. Контактные соединения в цепи заземления должны соответствовать классу 2 по ГОСТ 10434-82. Металлические оболочки и броня контрольных кабелей должны быть соединены между собой гибким медным проводом, а также с металлическими корпусами муфт и металлическими опорными конструкциями. Сечение заземляющих проводников для контрольных кабелей не менее 4 мм<sup>2</sup>.

### 1.2 Характеристика объекта автоматизации

Автоматическое управление вышеперечисленными объектами осуществляется станцией управления (СУ), расположенной в помещении блока аппаратного поз. 5.2.

Данные о ходе технологического процесса на кустовой площадке передаются на существующий АРМ оператора и сервер по радиоканалу соответственно (см. раздел «Сети связи»).

Данные по учету количества электроэнергии передаются на существующий сервер автоматизированной системы учета электроэнергии по радиоканалу соответственно (см. раздел «Сети связи»).

Подробное описание технологического процесса в перечисленных пунктах приведены в главе 2 данной части.

Схема структурная КТС АСУТП, схема автоматизации описанных позиций, планы расположения оборудования приведены в графической части проекта.

Для управления технологическим процессом, обеспечения безопасности эксплуатационного персонала, обеспечения безопасной работы технологического оборудования и экологической безопасности предусматривается АСУТП.

### 1.3 Структура управления

Функционального деления АСУТП на подсистемы не предусматривается.

АСУТП предназначена для решения возможных задач управления, контроля, сигнализации, безопасного ведения технологического процесса.

Система функционирует в круглосуточном режиме.

Информация с КИПиА, СУ ЗУ «Мера» N1, СУ ЗУ «Мера» N2, СУ ЭЦН, , прибора приемно-контрольного пожарного поступает по физическим и интерфейсным линиям связи в

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	6/23-П-ТР2-ТЧ	Лист
							5
Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инд. № подл.							

программируемый логический контроллер СУ, где происходит преобразование электрических сигналов в значения измеряемых и контролируемых системой параметров.

Для отображения информации о ходе технологического процесса на уровне диспетчерского пункта, проектом предусмотрена интеграция разрабатываемой АСУТП в существующую систему телемеханики. Передача информации о ходе технологического процесса в существующую систему телемеханики производится посредством широкополостного беспроводного доступа, разрабатываемую в разделе «Сети связи».

Структурная схема приведена в графической части проекта.

#### 1.4 Цели создания АСУТП

Основными целями создания АСУТП являются:

- безаварийная работа технологического оборудования;
- минимальные затраты энергетических ресурсов;
- поддержание заданных технико-экономических показателей с минимальными технологическими отклонениями и минимальными трудовыми затратами;
- обеспечение надежной и эффективной работы основных и вспомогательных производственных объектов за счет рационального управления режимами их работы в соответствии с требованиями технологического регламента, своевременного обнаружения и ликвидации отклонений и предупреждения аварийных ситуаций;
- обеспечение выполнения установленных производственных заданий, снижения потерь материально-технических и топливно-энергетических ресурсов и сокращения эксплуатационных затрат;
- обеспечение защиты объектов с целью повышения экологической безопасности производства;
- увеличение межремонтного периода работы технологического оборудования, сокращение времени его простоя;
- повышение надежности работы самой системы управления за счет применения современных технических устройств на основе электронно-вычислительных средств.

#### 1.5 Концепция АСУТП

Автоматизированная система управления состоит из:

- периферийной части (нижний уровень): первичные измерительные преобразователи, датчики, запорная арматура, электрические кабели, трубы, монтажные материалы;

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
									6/23-П-ТР2-ТЧ	
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	6	

- центральной части (первый и второй уровень): существующий АРМ оператора, шкафы контроллеров (СУ, СУ ЗУ «Мера» N1, СУ ЗУ «Мера» N2, СУ ЭЦН);
- программного обеспечения, для вышеуказанного оборудования центральной части.

### 1.6 Периферийная часть (нижний уровень). Требования к технологическим средствам

Нижний уровень (полевой) должен обеспечивать измерение технологических параметров, параметров состояния оборудования и исполнительных механизмов, передачу в подсистему первого уровня, а также прием из этой подсистемы сигналов управления, их преобразование и воздействие на технологический процесс.

К полевым средствам автоматизации относятся:

- датчики (первичные измерительные преобразователи);
- автоматические анализаторы;
- вторичные преобразователи;
- блоки управления исполнительными механизмами.

Для проектируемых объектов предусматриваются в основном приборы и средства автоматизации российского производства. В случае отсутствия российских приборов с нужными техническими характеристиками или наличия специальных требований заказчика применяются импортные приборы и средства автоматизации.

#### 1.6.1 Общие принципы проектирования периферийной части

Полевые приборы и средства автоматизации (чувствительные элементы, датчики, преобразователи, исполнительные устройства) выбраны исходя из условий контроля и управления технологическими процессами, с учетом измеряемых параметров, температуры окружающей среды в месте установки и коррозионной стойкости. Все преобразователи должны быть электронными, иметь степень защиты оболочки не ниже IP 42 (для помещений), не ниже IP65 (для открытых площадок) и выходным унифицированным сигналом 4-20 мА, дискретные датчики – электроконтактные.

Полевые средства КИПиА, размещаемые вне помещений, рассчитаны на работу в условиях, указанных выше. Для взрывоопасных зон В-1а и В-1г и в соответствии с ПУЭ приняты приборы:

- с уровнями взрывозащиты:
  - взрывобезопасное электрооборудование (знак уровня 1);
  - электрооборудование повышенной надежности против взрыва (знак уровня 2).
- с видом взрывозащиты:
  - Exd («взрывонепроницаемая оболочка»).

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	6/23-П-ТР2-ТЧ	Лист
							7
Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инд. № подл.							

3. отнесенное к группе II (для внутренней и наружной установки, кроме рудничного) по уровню и виду взрывозащиты;

4. с подгруппами вида электрооборудования ПВ и ПС;

5. с температурным классом электрооборудования ТЗ...Т6.

Полевые средства КИПиА устанавливаются в легкодоступных местах, имеют свободный подход к ним и специальные обслуживающие площадки при высоте их установки более 1,5 м от пола.

Установка средств КИПиА производится таким образом, чтобы исключить разгерметизацию оборудования и трубопроводов при демонтаже этих средств.

Все средства измерения имеют:

- паспорт и инструкцию на русском языке;
- методику поверки;
- свидетельство о поверке (сертификат о проведении калибровки) со сроком окончания действия не менее 2/3 межповерочного интервала от даты поставки на склад Заказчика;
- действующий сертификат об утверждении типа средства измерения и внесении в Федеральный информационный фонд по обеспечению средства измерений;
- действующий сертификат Технического регламента Таможенного союза.

Предел допускаемой погрешности средств измерений и единицы измерения приведены в таблицах 1 и 2 соответственно.

Таблица 1 – Предел допускаемой погрешности средств измерений

Прибор	Максимальная погрешность
Преобразователь давления	±0,5 %
Датчик расхода	±1,5 %

Таблица 2 - Единицы измерения

Наименование показателя	Единица измерения
Давление	МПа
Расход	м³/ч

Присоединение приборов к отборным устройствам давления на трубопроводах принято резьбовое (М20х1,5);

Присоединение приборов для измерения расхода на трубопроводах принято фланцевое типа «сэндвич».

Взам. инв. №							<b>6/23-П-ТР2-ТЧ</b>	Лист
	Подпись и дата							8
Инв. № подл.		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

Тип присоединения приборов к технологическому оборудованию определяется конструкцией прибора и технологического аппарата, на который он устанавливается. Тип присоединения – резьбовое М20х1,5 или фланцевое.

### 1.6.2 Приборы для измерения давления

Преобразователи избыточного давления Метран-55 соответствуют требованиям ГОСТ 22520-85.

Преобразователи приняты с выходным сигналом 4-20 мА.

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

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

Вид взрывозащиты – Exd.

### 1.6.3 Приборы для измерения расхода

В качестве приборов измерения расхода воды на каждой из выходных линий водораспределительного пункта используется расходомер ДРС фланцевый типа «сэндвич» с интегральным монтажом преобразователя.

Вид взрывозащиты – Exd.

Для замера расхода нефти по каждой добывающей скважине проектом предусматривается установка АГЗУ.

## 1.7 Система бесперебойного энергоснабжения

Технические средства автоматизации относятся к группе электроприемников I категории и обеспечиваются электроэнергией от 2-х независимых взаимно-резервирующих источников питания, одним из которых является источник бесперебойного питания.

Для обеспечения непрерывности подачи электроэнергии для АСУТП предусматриваются специальные источники бесперебойного питания (ИБП). Мощность ИБП предусматривается достаточной для обеспечения питания не менее 30 минут при полной потере напряжения на вводах ИБП. ИБП оснащен устройством автоматического байпасирования при неисправности.

Если энергоснабжение не восстановится в течение запрограммированного времени, то АСУТП обеспечит перевод технологических установок в безопасное состояние.

## 1.8 Основные решения по промышленной безопасности

Все средства КИПиА соответствуют условиям среды размещения по:

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			<b>6/23-П-ТР2-ТЧ</b>						9
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

- пыле-влаго защите;
- взрывозащите;
- климатическому исполнению;
- по защите от внешних механических воздействий в соответствии с ГОСТ 16962.2-90.

Объект оснащен АСУТП, обеспечивающей:

- 1) постоянный контроль и автоматизированное управление объектом для поддержания заданных значений;
- 2) регистрацию всех параметров, сигнализацию изменения состояния исполнительных механизмов, нарушения в ходе процесса (предупредительная и аварийная сигнализация), действий оператора-технолога, отказ КИП;
- 3) противоаварийную защиту;
- 4) самодиагностику и пр.

Для обеспечения безопасности работы всех установок выполняются следующие основные условия и мероприятия:

- 1) Предусматривается автоматический контроль наличия в воздухе рабочей зоны ДВК горючих газов;
- 2) Все приборы, устанавливаемые на периферии, (приборы в поле) имеют вид взрывозащиты – «взрывонипроницаемая оболочка» - Exd;
- 3) Для предотвращения аварийных ситуаций проектом предусматривается система автоматических блокировок.

Таким образом, АСУТП обеспечивает полную защиту технологического процесса и аппаратов, эксплуатационного персонала от опасного развития ситуаций и при необходимости осуществляет безаварийную остановку производства и перевод оборудования в безопасное состояние.

Кроме того, при выполнении работ обслуживающим персоналом, осуществляется постоянный контроль воздушной среды рабочей зоны переносными взрывозащищенными газоанализаторами.

### 1.9 Монтаж оборудования

Кабельные трассы выполняются следующими кабелями:

- для дискретных сигналов (24 В) и цепей управления (24 В) – кабель монтажный, с общим экраном, с оболочкой из самозатухающих полимерных материалов нг(А)-ХЛ;
- для аналоговых сигналов 4-20 мА – кабель монтажный, с общим экраном, с оболочкой из самозатухающих полимерных материалов нг(А)-ХЛ;

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			<b>6/23-П-ТР2-ТЧ</b>						10
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

- для интерфейсных сигналов RS485 – кабель монтажный с попарной скруткой, с общим экраном нг(А)-ХЛ;
- для сигналов ПАЗ (загазованность, пожарная сигнализация) – кабель монтажный, с общим экраном, с оболочкой из самозатухающих полимерных материалов нг(А)- FRLS ХЛ;
- внутри помещений кабельные трассы выполнены кабелем исполнения нг(А)-LS согласно ГОСТ Р 31565-2012.

Кабели, прокладываемые во взрывоопасных зонах, предусмотрены с сечением не менее 1,0 мм<sup>2</sup> – для цепей управления, измерения сигнализации и блокировки (в том числе и искробезопасные цепи).

Все кабели применяются с медными жилами, не горючие. Для открытой прокладки все кабели хладостойкого исполнения. Для защиты кабеля применяются водогазопроводные трубы по ГОСТ 3262-75, металлорукав.

Кабель, прокладываемый во взрывоопасных зонах имеет круглое сечение и заполнение, выполнение методом экструзии, кабель соответствует требованиям ГОСТ IEC 60079-14-2013.

Монтаж кабельных линий предусматривается по существующим эстакадам в лотках с крышками, на расстоянии от любых трубопроводов не менее 0,5 м. Расстояние между полками контрольных кабелей и силовых принято не менее 200 мм.

Кабельные проводки в помещениях и вне помещений защищены от возможных механических повреждений (передвижение автотранспорта, механизмов и грузов, доступность для посторонних лиц) стальной трубой на высоту не менее 2 м и в земле на глубину не менее 0,3 м. ПУЭ п. 2.1.47, п. 2.3.15. При необходимости в качестве защитных труб применяются водогазопроводные трубы по ГОСТ 3262-75.

Кабели прокладываются по кабельной эстакаде - в лотках металлических перфорированных, имеющих крышку без перфорации, защищающую кабель от прямых солнечных лучей, в соответствии с планом трасс и соблюдением требований по совместной прокладке цепей различного назначения. Согласно, пункта 2.1.16 ПУЭ прокладка цепей до 42 В выполняется отдельно от цепей свыше 42 В. Прокладка кабелей КИП выполняется в отдельном коробе на отдельной полке.

В металлических коробах кабельные линии уплотняются негорючими материалами и разделяются перегородками огнестойкостью не менее 0,75 ч в следующих местах: при входе в другие кабельные сооружения; на горизонтальных участках кабельных коробов через каждые 30 м, а также при ответвлениях в другие короба основных потоков кабелей; на вертикальных участках кабельных коробов через каждые 20 м. Места уплотнения кабельных линий, проложенных в металлических коробах, следует обозначать красными полосами на наружных стенках коробов. В

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			<b>6/23-П-ТР2-ТЧ</b>						11
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

местах прохода проводов и кабелей через стены, междуэтажные перекрытия и выхода их наружу предусматривается защита от распространения пожара. В местах прохождения кабельных коробов, кабелей и проводов через строительные конструкции с нормируемым пределом огнестойкости предусматриваются кабельные проемы (ввода) с пределом огнестойкости не ниже предела огнестойкости данных конструкций с герметизацией легко удаляемой массой несгораемого материала.

Высота прокладки кабельных трасс по эстакаде принята 5 м до проезжей части для переходов через дороги. Для кабельной эстакады в непроезжей части территории высота прокладки кабельной трассы не менее 2,5 м от планировочной отметки земли.

Экраны кабелей, прокладываемых во взрывоопасных зонах, электрически соединены с заземлителем, расположенным вне взрывоопасной зоны, только в одной точке, со стороны шкафа станции управления.

Настоящим проектом не предусматривается применение бронированных кабелей.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
									12
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

6/23-П-ТР2-ТЧ

## 2 Объемы автоматизации

### 2.1 Скважина добывающая

Для добывающих скважин предусмотрен механизированный способ эксплуатации с помощью погружных насосных установок типа ЭЦН.

#### Добывающие скважины, оборудованные ЭЦН

Добывающие скважины оборудованы электроцентробежными насосными агрегатами со станциями управления, которые поставляются комплектно заводом-изготовителем и обеспечивают бесперебойную работу насосных агрегатов в автоматическом режиме. Станции управления располагаются на площадке под электрооборудование.

Объемы автоматизации добывающей скважины обеспечивают:

- местный контроль буферного избыточного давления водогазонефтяной эмульсии;
- местный контроль и дистанционная сигнализация контроль линейного избыточного давления водогазонефтяной эмульсии;
- противоаварийная защита ЭЦН по линейному давлению водогазонефтяной эмульсии, загазованности 50% в замерной установке, при пожаре;
- дистанционная сигнализация напряжения питания станции управления ЭЦН.

Интеграция сигналов системы автоматического управления ЭЦН в СУ осуществляется по интерфейсу RS-485 Modbus RTU.

### 2.2 Установка измерительная

Установка измерительная работает по принципу измерения разделенных потоков газа и жидкости массовыми кориолисовыми расходомерами и определения обводненности продукции скважин поточным влагомером.

Объемы автоматизации обеспечивают:

- программное или по команде измерение дебита по жидкости и газу, отдельно по каждой скважине или в целом по установке измерительной путем периодического измерения массового расхода (кг/ч), плотности, температуры жидкости и объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям (м<sup>3</sup>/ч), абсолютного давления и температуры газа;
- измерение обводненности жидкости;
- автоматическое управление гидравлическим переключателем для поочередного подключения скважин к измерительному модулю;
- контроль избыточного давления жидкости в коллекторе с сигнализацией предельных значений;
- контроль и сигнализация загазованности;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	6/23-П-ТР2-ТЧ	Лист
							13

- автоматическое управление вентиляцией по сигнализации загазованности;
- автоматическое управление светозвуковой сигнализацией загазованности;
- отключение электроприемников (кроме аварийной вентиляции) при загазованности 50 % в блок-боксе;
- пожарная сигнализация;
- отключение электроприемников при пожаре в блок-боксе;
- автоматическое управление электрообогревом по температуре в помещении;
- местное управление отоплением, освещением, вентиляцией;
- сигнализацию несанкционированного доступа и низкой температуры воздуха в помещении;
- контроль температуры наружного воздуха;
- контроль текущего значения избыточного давления жидкости в нефтесборном коллекторе установки измерительной;
- местное и дистанционное управление задвижкой с электроприводом, контроль состояния запорной арматуры;
- автоматическое закрытие задвижки с электроприводом при максимальном или минимальном давлении в нефтесборном коллекторе, загазованности 50% НКПР в установке измерительной, пожаре на кусте.

Для установки измерительной предусмотрена регистрация и хранение информации о результатах измерений количества и параметров сырой нефти по каждой скважине за период не менее 3 мес.

Установка измерительная имеет в своем составе локальную станцию управления, поставляемую комплектно заводом-изготовителем, который обеспечивает бесперебойную работу установки в автоматическом режиме.

Локальная станция управления установки измерительной производит обработку измерительной информации, поступающей от первичных преобразователей, индикацию и передачу значений измеряемых и определяемых параметров по коммуникационным каналам, а также управление процессом измерений (переключение скважин, сигнализация положения переключателя скважин).

Локальная станция управления размещена в блоке аппаратурном, поставляемом комплектно с установкой измерительной.

Для блока аппаратурного объемы автоматизации обеспечивают:

- пожарная сигнализация;
- отключение электроприемников при пожаре в блоке;

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							<b>6/23-П-ТР2-ТЧ</b>	Лист
										14
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

- автоматическое управление электрообогревом по температуре в помещении;
- местное управление отоплением, освещением;
- сигнализацию несанкционированного доступа и низкой температуры.

Интеграция сигналов от локальной станции управления установки измерительной в СУ осуществляется по интерфейсу RS-485 Modbus RTU.

### 2.3 Водораспределительный пункт

- местный и дистанционный контроль избыточного давления воды в общем коллекторе;
- местный и дистанционный контроль избыточного давления воды, закачиваемой в скважину;
- дистанционный контроль расхода воды, закачиваемой в скважину.

### 2.4 Емкость дренажная, V=12,5 м³

- сигнализацию максимального аварийного уровня жидкости в емкости.

### 2.5 КТПК

- контроль токовой нагрузки на вводе КТПК;
- учет количества электроэнергии КТПК.

### 2.6 Сети технологические

- местный и дистанционный контроль избыточного давления нефтяной эмульсии в нефтесборном коллекторе на выходе из измерительной установки.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							<b>6/23-П-ТР2-ТЧ</b>	Лист
										15
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

### 3 Охрана труда и техника безопасности

Документация выполнена в соответствии с Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности от 15.12.2020 № 534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Все контрольно-измерительные приборы, контроллеры и щиты должны быть заземлены независимо от применяемого напряжения.

Заземление технических средств автоматизации выполнить в соответствии с требованиями инструкций предприятий-изготовителей, ПУЭ, ГОСТ Р 50571.5.54-2013, СП 76.13330.2016 многопроволочным проводом.

Монтаж приборов выполнить согласно строительным нормам и правилам СП 76.13330.2016, инструкциям заводов-изготовителей.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							6/23-П-ТР2-ТЧ	Лист
										16
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

## Ссылочные нормативные документы

- 1 [Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ](#) О промышленной безопасности опасных производственных объектов;
- 2 [Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности 15.12.2020 № 534](#) «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- 3 [ГОСТ 21.208-2013 СПДС](#). Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах;
- 4 [ГОСТ 21.408-2013 СПДС](#). Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов;
- 5 [ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ](#). Оборудование производственное. Общие требования безопасности;
- 6 [ГОСТ 24.104-85](#) Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие требования;
- 7 [ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ](#). Оборудование производственное. Общие требования безопасности;
- 8 [ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ](#). Изделия электротехнические. Общие требования безопасности;
- 9 [ГОСТ Р 12.1.019-2017](#). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты;
- 10 [ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ](#). Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление;
- 11 [ГОСТ Р 8.563-2009](#) Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений;
- 12 [ГОСТ Р 8.733-2011](#) Государственная система обеспечения единства измерений. Системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования;
- 13 [ГОСТ 30852.13-2002 \(МЭК 60079-14:1996\)](#) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок);
- 14 [ГОСТ 3262-75](#) Трубы стальные водогазопроводные. Технические условия;
- 15 [ГОСТ Р 50571.5.54-2013](#) Электроустановки низковольтные. Часть 5-54. Заземляющие устройства, защитные проводники и проводники уравнивания потенциалов;
- 16 [Правила устройства электроустановок \(ПУЭ\), издание 6. Глава 7.3](#) Электроустановки во взрывоопасных зонах;
- 17 [Правила устройства электроустановок \(ПУЭ\), издание 7](#);
- 18 [СП 76.13330.2016](#) «Электротехнические устройства»;

Взам. инв. №							Лист	
								6/23-П-ТР2-ТЧ
Подпись и дата	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		
Инв. № подл.								

19 СП 77.13330.2016 «Системы автоматизации»;

20 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности;

21 СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015 Стандарт ПАО «Лукойл» Автоматизированные системы управления технологическими процессами добычи нефти и газа;

22 ТР ТС 004/2011. О безопасности низковольтного оборудования;

23 ТР ТС 012/2011. О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах;

24 ТР ТС 020/2011. Электромагнитная совместимость технических средств.

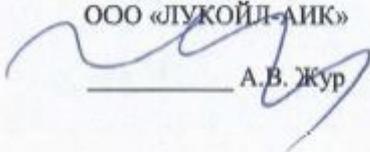
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					6/23-П-ТР2-ТЧ	Лист
								18
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

**Приложение А. Технические условия на автоматизацию и связь объекта**

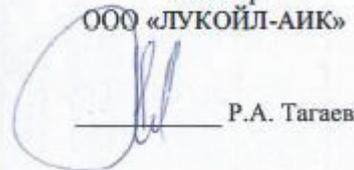
«СОГЛАСОВАНО»

«УТВЕРЖДАЮ»

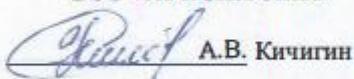
Заместитель генерального директора по капитальному строительству  
ООО «ЛУКОЙЛ-АИК»

  
\_\_\_\_\_ А.В. Жур

Первый заместитель генерального директора – главный инженер  
ООО «ЛУКОЙЛ-АИК»

  
\_\_\_\_\_ Р.А. Тагаев

Главный энергетик  
ООО «ЛУКОЙЛ-АИК»

  
\_\_\_\_\_ А.В. Кичигин

**Технические условия**

на автоматизацию и связь объекта

«Обустройство куста скважин №12 на Тевлинско-Русскинском месторождении в пределах Когалымского участка недр»

№ 18-2553 от «17» 04 2023 г.

1. Основное оборудование кустовой площадки:

- автоматизированная замерная установка типа «МЕРА» со станцией управления на контроллере В&R или аналогичный, смонтированной в БМА, для измерения дебита и процентного содержания воды добывающего фонда; Количество: 2 -шт.
- счетчики воды ДРС.М-25 или аналогичный, измеряющие дебит воды нагнетательного фонда; Количество: 10 -шт.
- ЭЦН со станциями управления; Количество: 19 –шт.

2. Обеспечить поставку и монтаж шкафа управления кустовой площадкой на

базе контроллера В&R X20 с защитным покрытием или аналогичного ПЛК, который должен соответствовать следующим требованиям:

- быть настенного типа (обычного исполнения, для размещения в БМА);
- оснащен освещением;
- оснащен одним общим вводным автоматом;
- укомплектован контроллером, модемом, модулями расширения, и другим необходимым оборудованием для передачи данных и управления оборудованием кустовой площадки.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<b>6/23-П-ТР2-ТЧ</b>	Лист
							19



6. Так же предусмотреть на ближайшей к БМА площадке освещения, установку сетевой IP-видеокамеры Hikvision DS-2DF8236IX-AELW. Камеру ориентировать на основной въезд на кустовую площадку и на скважины ППД. Укомплектовать камеру блоком питания (в комплект поставки не входит), 128-Гб картой памяти и сетевым хранилищем ASUSTOR AS6202T с двумя HDD 1Тб, применить настройки камеры для записи информации на сетевое хранилище, с достаточным разрешением, для круглосуточной идентификации номерных знаков въезжающих/выезжающих автомобилей.

7. Разработать программное обеспечение на контроллер В&R или аналога, для организации передачи данных на телемеханику верхнего уровня, местное и дистанционное управление постановкой скважин на на замер;

- реализовать передачу информации (параметров) от нижнего уровня на верхний уровень, через задействованные счётные и дискретные входы и выходы, а также аналоговые входы предусмотренные конструкцией контроллера В&R или аналога;

- реализовать передачу информации (параметров) с контроллера В&R, автоматизированной замерной установки типа «МЕРА», на контроллер В&R или аналог по протоколу ModBus, через интерфейс Ethernet, согласно унифицированной адресной карты для ООО"ЛУКОЙЛ-АИК".

Доработать программное обеспечение ИУС «АИК-ДОБЫЧА», с привязкой выводимых и управляющих параметров, с соответствующим добавлением графических окон и изменениями в сводках, а так же в системном журнале событий и аварий.

8. Технические средства системы телемеханики должны быть защищены от электромагнитных помех в соответствии с ГОСТ Р 51318.24.

Начальник УАП



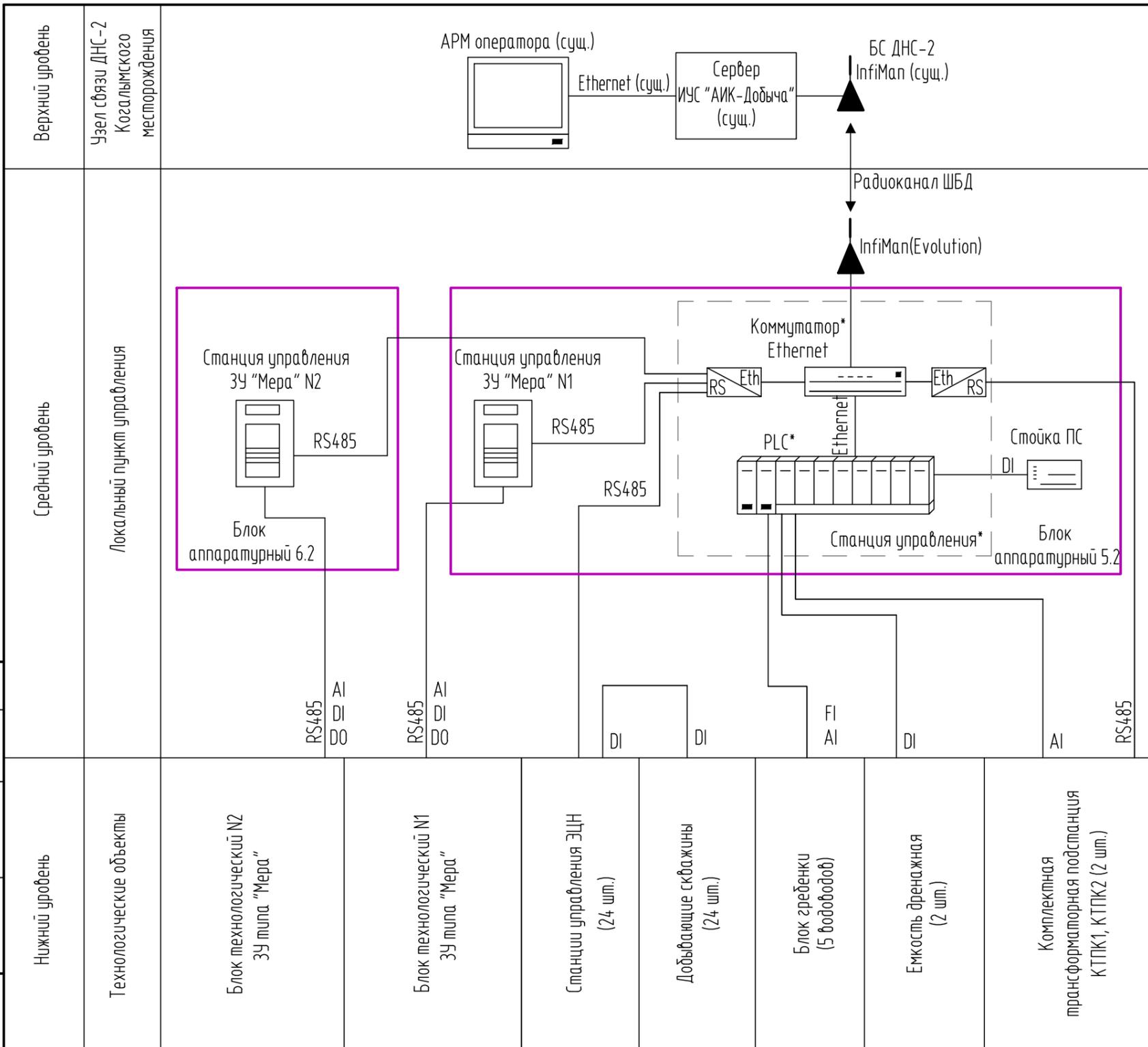
Родионов А.В.

Ивл. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							6/23-П-ТР2-ТЧ	Лист
										21
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		





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



Сокращения:

- ПС - Пожарная станция
- AI - Аналоговый вход
- DI - Дискретный вход
- DO - Дискретный выход
- RS-485 - Промышленная сеть передачи данных по интерфейсу RS-485 (протокол Modbus)
- Ethernet - Канал передачи данных по интерфейсу Ethernet
- PLC - программируемый логический контроллер

Станция управления ЗУ "Мера" поставляется в составе автоматизированной измерительной установки.  
\* - Оборудование комплектной станции управления куста ИУС "Зенит" (ЗАО "НижневартовскАСУнефть")

						<b>6/23-П-ТР2</b>					
						«Обустройство куста скважин №12 на Тевлинско-Русскинском месторождении в пределах Козалямском участка недр»					
Изм.	Колуч.	Лист	№ Док	Подпись	Дата			Стадия	Лист	Листов	
Разраб.		Карбаев			15.12.23	Технологические решения. Автоматизация технологических процессов		П	2		
Проб.		Турсанов			15.12.23						
Н. контр.		Турсанов			15.12.23	Схема структурная комплекса технических средств		ООО "ПроектИнжинирингНефть"			
ГИП		Горбачев			15.12.23						

## Условные обозначения

Обозначение	Наименование
✕	Задвижки в открытом состоянии в рабочем режиме
→	Направление потока жидкости
[НН08 89x6]	Наименование потока, наружный диаметр мм, толщина стенки мм.
● - - - -	Граница проектирования
—	Трубопровод нефти

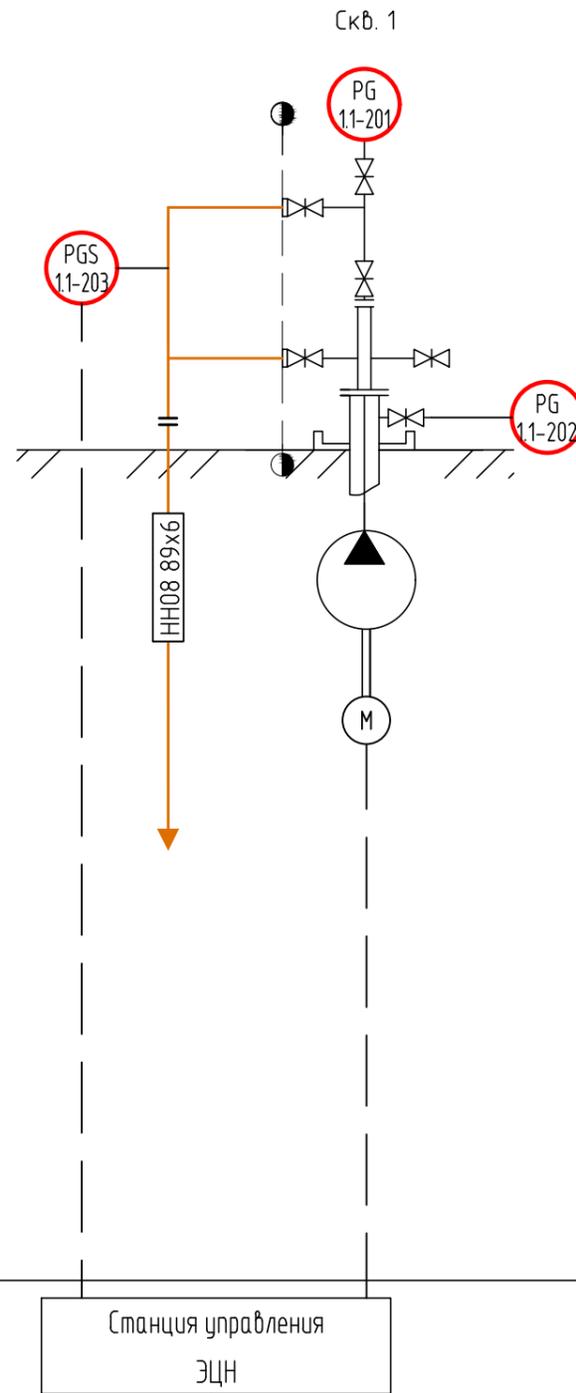
## Экспликация трубопроводов

Обозначение	Наименование
Н19	Трубопровод нефти выкидной от скважин до УИ

## Перечень элементов

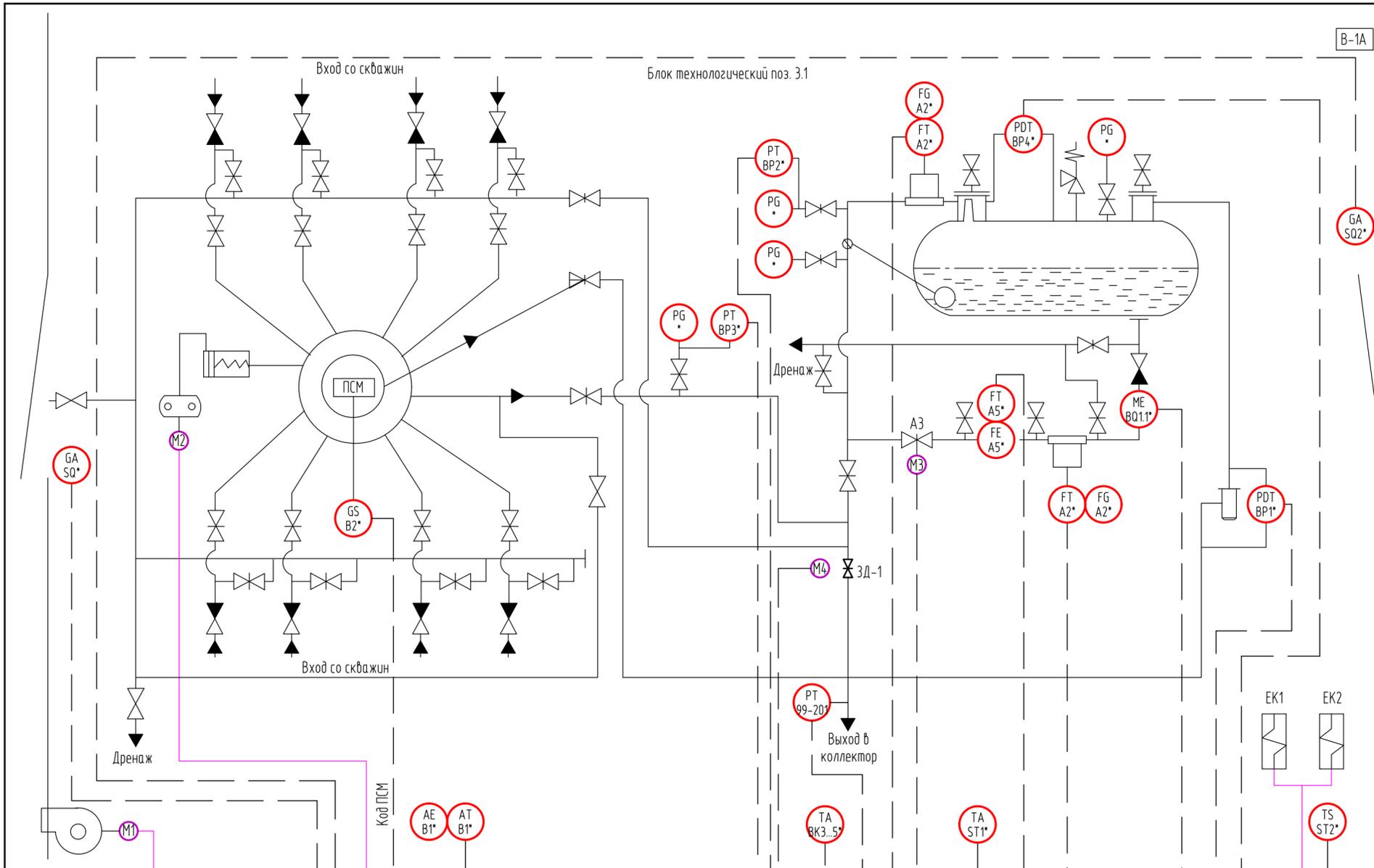
Позиция	Наименование	Кол.	Примечание
11-201, 11-202	Манометр МП4-У	2	
11-203	Манометр сигнализирующий ДМ2005Сг1Ех	1	

- 1 Схема автоматизации выполнена согласно ГОСТ 21.408-2013 развернутым способом.
- 2 Условные обозначения приборов и средств автоматизации соответствует ГОСТ 21.208-2013.
- 3 СУ ЭЦН учтена в томе 5.1.
- 4 Схема автоматизации выполнена для скважины 1, для скважин 2...24 схема аналогична данной с заменой позиций приборов с 1.1 на 1.2...1.17, 2.1...2.7 соответственно.



Инв.№ подл.	Подпись и дата	Взам.инв. №	Согласовано											
Блок аппаратный поз. 5.2	Ситуация управления	Площадка поз. 10	Станция управления ЭЦН											
Контроллер	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 15%;">Сигнализация</td> <td style="width: 15%;">Измерение</td> <td style="width: 15%;">Управление</td> <td style="width: 15%;">Связь с ДП</td> <td style="width: 40%;"></td> </tr> <tr> <td colspan="4"></td> <td style="text-align: center;">RS485</td> </tr> </table>	Сигнализация	Измерение	Управление	Связь с ДП						RS485			
Сигнализация	Измерение	Управление	Связь с ДП											
				RS485										

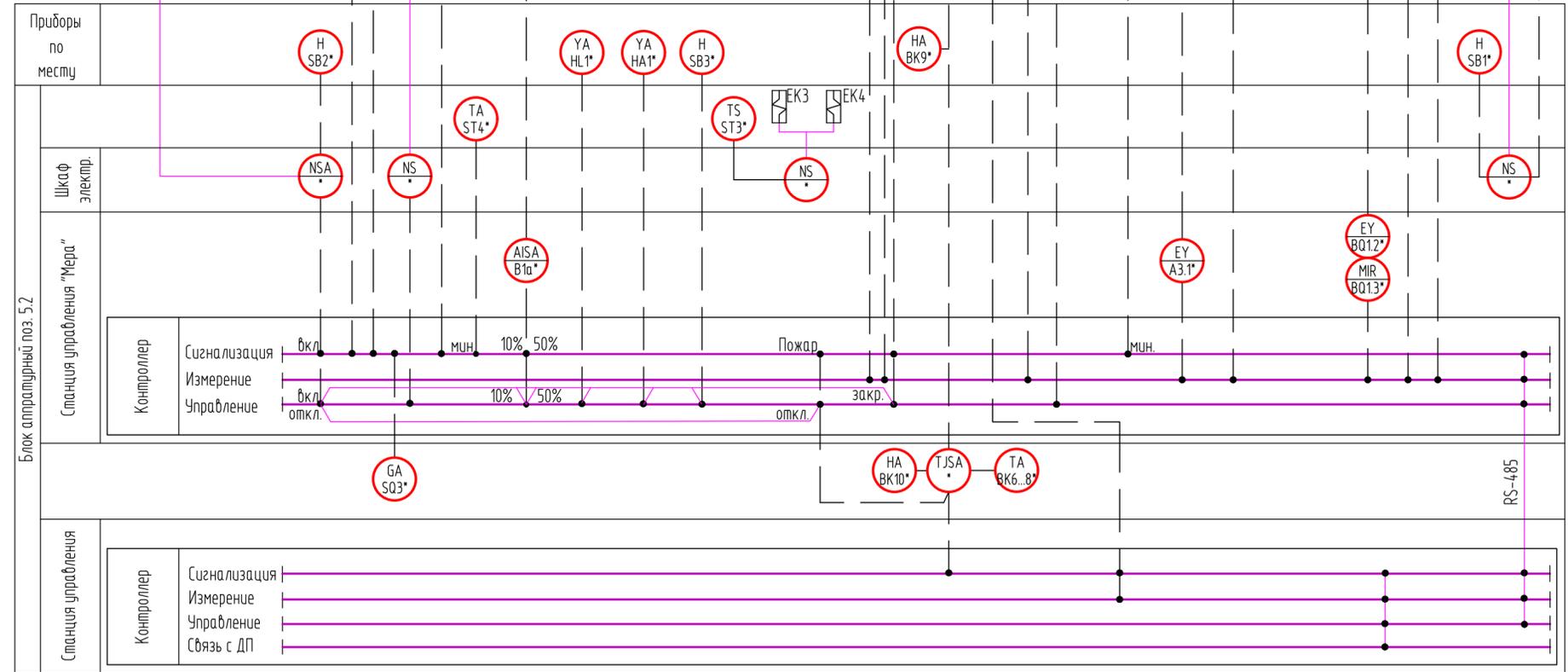
119/22-П-ТР2-ГЧ					
«Обустройство куста скважин №12 на Тевлинско-Русскинском месторождении в пределах Козалымском участка недр»					
Изм.	Колуч.	Лист	№ Док.	Подпись	Дата
Разраб.		Карабаев			15.12.23
Проб.		Турсанов			15.12.23
Технологические решения. Автоматизация технологических процессов					
				Стадия	Лист
				П	3
Схема автоматизации скважины с ЭЦН					
ООО "ПроектИнжинирингНефть"					
Н. контр.		Турсанов			15.12.23
ГИП		Горбачев			15.12.23



## Перечень элементов

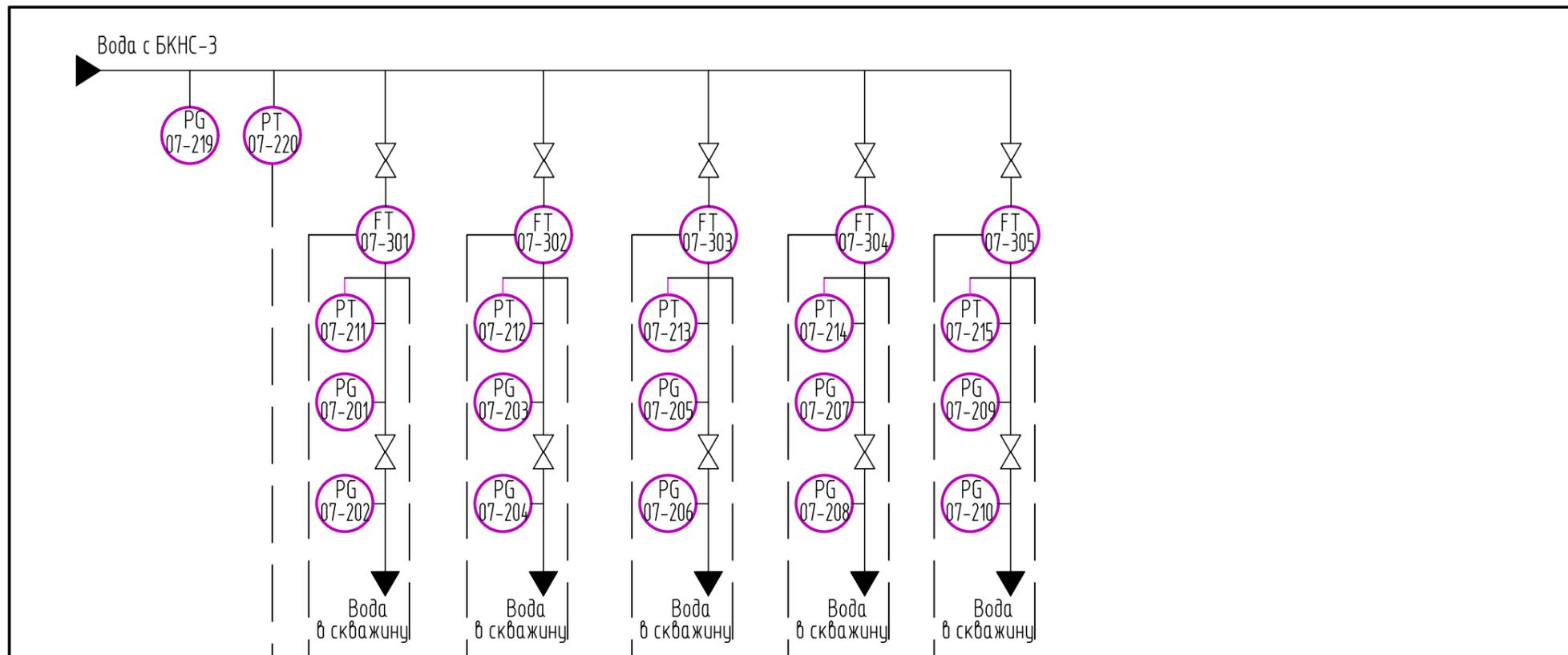
Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
PI	Манометр МП4-У	4	
BP1, BP4	Датчик перепада давления Метран-150CD	2	
BP2, BP3	Датчик избыточного давления Метран-150TG	2	
B1	Блок детекторный БД сигнализатора ГСМ-05	1	
B1a	Блок сигнализации БС сигнализатора ГСМ-05	1	
A1	Расходомер Micro Motion F100	1	
A2	Расходомер Micro Motion F100	1	
A3	Кран шаровой Ду80 Ру40 с эл. приводом КШЭ1.00.00.000-01	1	
BQ11	Датчик влагомера ВСН-2.01.00.000	1	
BQ12	Барьер искробезопасный БИБ-04-07	1	
BQ13	Блок обработки данных ВСН-2.02.00.000	1	
A5	Счетчик жидкости TOP 1-50 Ха2.833.034	1	
A3.1	Блок питания искробезопасный БПИ.00.00.000-01	1	
SQ1, SQ2	Выключатель конечный взрывозащищенный	2	
ST1, ST2	Датчик реле температуры T21BM	2	
ST3, ST4	Датчик -реле температуры ДТКБ-49	2	
B2	Датчик положения ПСМ	1	
SB1, SB2	Пост управления кнопочный ПВК-15	2	
HL1	Сигнализатор взрывозащищенный световой ВС-4-3СФ	1	
HA1	Сигнализатор взрывозащищенный световой ВС-6-ГС	1	
SB3	Пост управления кнопочный ПВК-25	1	
BK3..BK5	Извещатель пожарный тепловой взрывозащищенный	3	
BK6..BK8	Извещатель пожарный дымовой	3	
BK9	Извещатель пожарный ручной взрывозащищенный	1	
BK10	Извещатель пожарный ручной	1	
EK1..EK4	Обогреватель помещения	4	
M1	Электродвигатель вентилятора	1	
M2	Гидропривод переключателя скважин ПСМ	1	
SQ3	Извещатель охранный магнито-контактный	1	
NS	Пусковое устройство	2	
NSA	Пусковое устройство	1	
T.JSA	Прибор приемно-контрольный пожарный	1	Учтено в ПБ2

Комплектно с измерительной установкой  
Мера



1 Схема автоматизации выполнена согласно ГОСТ 21.408-2013 развернутым способом на основании схемы установки "Мера". Количество измерительных линий показано условно.  
2 Условные обозначения приборов и средств автоматизации соответствует ГОСТ 21.208-2013.  
3 \* - поставляется комплектно с технологическим оборудованием.

119/22-П-ТР2-ГЧ				
«Обустройство куста скважин №12 на Тевлинско-Русском месторождении в пределах Козалымском участка недр»				
Изм.	Колуч.	Лист	№ Док	Подпись
Разраб.	Карабаев	15.12.23		
Проб.	Турсанов	15.12.23		
Н. контр.	Турсанов	15.12.23		
ГИП	Горбачев	15.12.23		
Технологические решения. Автоматизация технологических процессов			Стация	Лист
			п	4
Схема автоматизации измерительной установки "Мера"			ООО "ПроектИнжинирингНефть"	



Приборы по месту	2 МПа	2 МПа	2 МПа	2 МПа	2 МПа	2 МПа	2 МПа
Блок аппаратурный поз. 5.2							
Станция управления	Контроллер						
	Сигнализация	●	●	●	●	●	●
	Измерение	●	●	●	●	●	●
	Управление	●	●	●	●	●	●
Связь с ДП	●	●	●	●	●	●	●

Согласовано

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

1 Схема автоматизации выполнена согласно ГОСТ 21.408-2013 развернутым способом на основании схемы технологической системы ППД.  
2 Условные обозначения приборов и средств автоматизации соответствует ГОСТ 21.208-2013.

						6/23-П-ТР2			
						«Обустройство куста скважин №12 на Тевлинско-Русскинском месторождении в пределах Козальмском участка недр»			
Изм.	Колуч.	Лист	№ Док	Подпись	Дата				
Разраб.		Караваяев			15.12.23	Технологические решения. Автоматизация технологических процессов	Стадия	Лист	Листов
Проб.		Турсанов			15.12.23		П	5	
Н. контр.		Турсанов			15.12.23	Схема автоматизации водораспределительного пункта	ООО "ПроектИнжинирингНефть"		
ГИП		Горбачев			15.12.23				

## Условные обозначения

Обозначение	Наименование
■	Огнепреградитель ОП
→	Направление потока жидкости
—[	Быстроразъемное соединение
—	Трубопровод дренажа

## Экспликация трубопроводов

Обозначение	Наименование
Д01/1	Дренажный трубопровод

## Перечень элементов

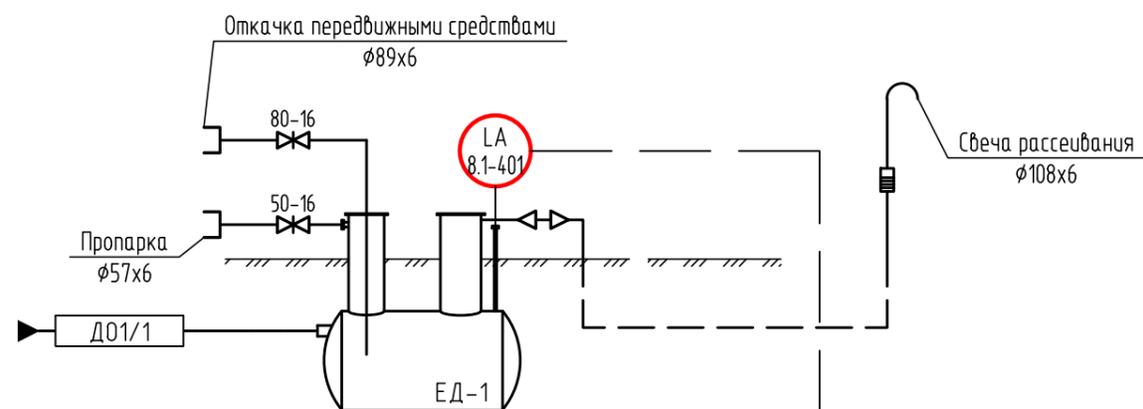
Позиция	Наименование	Кол.	Примечание
8.1-401	Сигнализатор уровня вибрационный	1	

- 1 Схема автоматизации выполнена согласно ГОСТ 21.408-2013 развернутым способом.
- 2 Условные обозначения приборов и средств автоматизации соответствует ГОСТ 21.208-2013.
- 3 Схема автоматизации выполнена для ЕД-1, для ЕД-2 схема аналогична данной с заменой позиций приборов с 8.1 на 8.2 соответственно.

119/22-П-ТР2-ГЧ

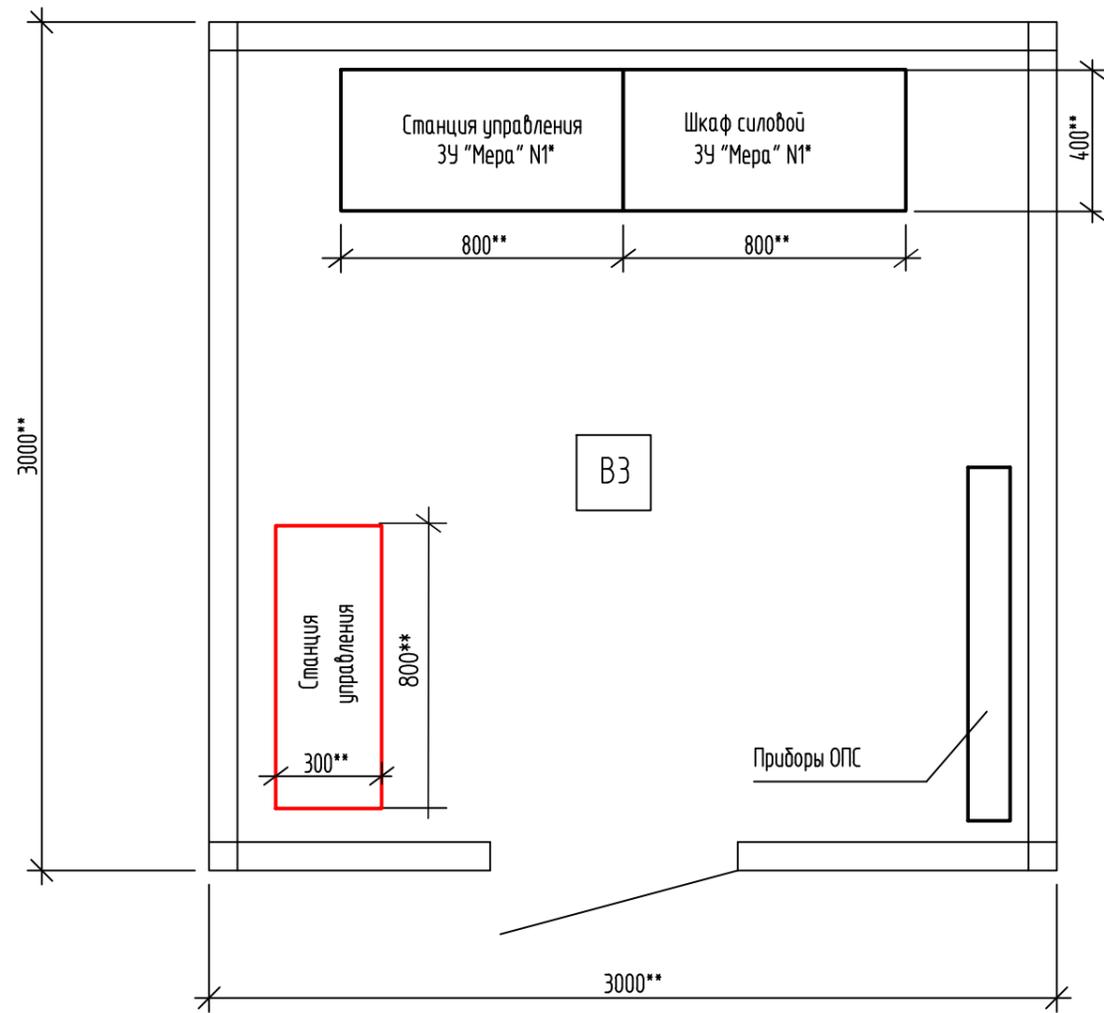
«Обустройство куста скважин №12 на Тевлинско-Русскинском месторождении в пределах Козалымском участка недр»

Изм.	Колуч.	Лист	№ Док.	Подпись	Дата	Технологические решения. Автоматизация технологических процессов	Стадия	Лист	Листов
Разраб.				Карабаев	15.12.23			П	6
Проб.				Турсанов	15.12.23				
Н. контр.				Турсанов	15.12.23	Схема автоматизации емкости дренажной	ООО "ПроектИнжинирингНефть"		
ГИП				Горбачев	15.12.23				



Блок контроля и управления поз. 5.2	
Станция управления	
Контроллер	Связь с ДП
Сигнализация	макс.
Измерение	
Управление	
Связь с ДП	макс.

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



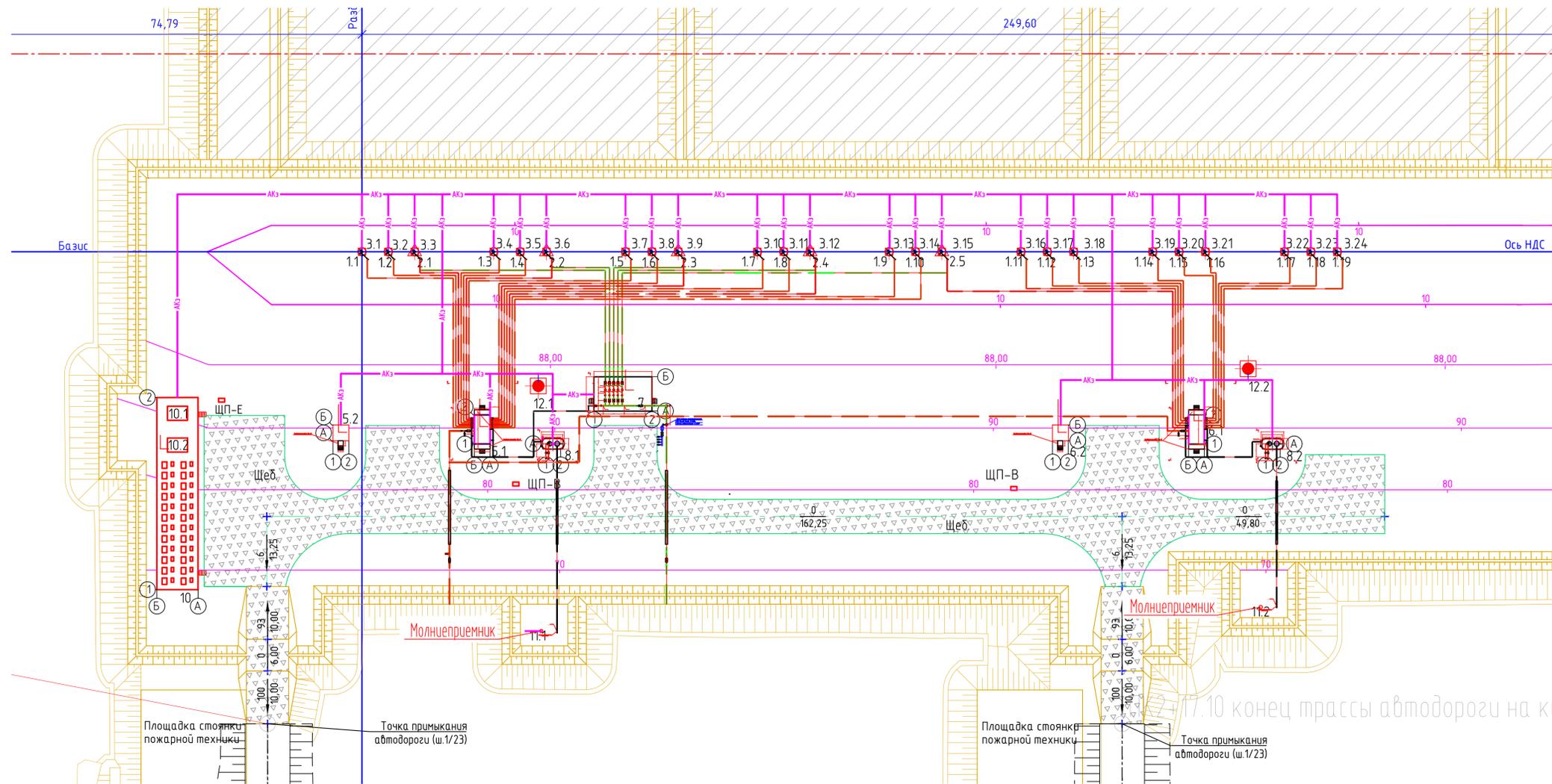
- 1 Размещение оборудования показано условно.
- 2 \* - оборудование и изделия изготавливаются и поставляются заводом-изготовителем комплектно с блоком аппаратурным.
- 3 \*\* - размеры для справок.

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

						119/22-П-ТР2-ГЧ			
						«Обустройство куста скважин №12 на Теблинско-Русскинском месторождении в пределах Козалымском участка недр»			
Изм.	Колуч.	Лист	№ Док.	Подпись	Дата	Технологические решения. Автоматизация технологических процессов	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Караваяев				15.12.23		п	7	
Проб.	Турсанов				15.12.23				
Н. контр.	Турсанов				15.12.23	Блок аппаратурный поз. 5.2. План расположения оборудования	ООО «ПроектИнжинирингНефть»		
ГИП	Горбачев				15.12.23				

Экспликация зданий и сооружений

№ по ген-плану	Наименование зданий и сооружений	Примечание
11-119	Скважина добывающая	
2.1-2.5	Скважина нагнетательная с отработкой на нефть	
31-324	Поддон приустьевый	
4	Номер не использован	
5	Установка измерительная АГЗУ-1	
5.1	Блок технологический	
5.2	Блок аппаратурный	
6	Установка измерительная АГЗУ-2	
6.1	Блок технологический	
6.2	Блок аппаратурный	
7	Водораспределительный пункт	
8.1,8.2	Емкость дренажная, V=12,5м <sup>3</sup>	
9	Номер не использован	
10	Площадка обслуживания ТМПН,СЧ	
10.1	КТПК1	
10.2	КТПК2	
11.1,112	Молниеприемник	
12.1,122	Мачта прожекторная	



Условные обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Наименование
	Проводки систем автоматизации на эстакаде

6/23-П-ТР2-ГЧ					
«Обустройство куста скважин №12 на Тейлинско-Русском месторождении в пределах Казальского участка нефть»					
Изм.	Кол-во	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Карабаев				15.12.23
Проб.	Турсанов				15.12.23
Технологические решения. Автоматизация технологических процессов				Стандия	Лист
Сети контроля и автоматики. План трасс (1500)				п	8
Нхонтр.	Турсанов				15.12.23
ГИП	Горбачев				15.12.23
				ООО «ПроектинжинингНефть»	