

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

Федеральное государственное унитарное предприятие  
«Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии»

Государственный научный метрологический центр

ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора по развитию

А.С. Тайбинский

«09» января 2019 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

УСТАНОВКИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ЦИКЛОН

Методика поверки

МП 0916-9-2019

Начальник НИО-9

К.А. Левин

Тел. отдела: +7 (843) 272-41-60

A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'К.А. Левин', written over the printed name and partially overlapping the phone number.

г. Казань, 2019 г.

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Тонконог М.И.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая методика распространяется на установки измерительные «ЦИКЛОН» (в дальнейшем – установки) изготавливаемые в соответствии с ТУ 4318 – 002 – 12978946 – 06 и устанавливает методику их поверки при выпуске из производства, в эксплуатации и после ремонта.

Интервал между поверками – 4 года.

Первичная и периодическая поверка установки может проводиться двумя способами:

- проливным способом с применением эталонов по ГОСТ 8.637-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков».

- поэлементно для каждого средства измерения, входящего в состав установки, а также для блока измерений и обработки информации БИОИ-2 (в дальнейшем – блок измерений).

## 1 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

1.1 При проведении поверки проводят операции, указанные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	6.1	Да	Да
Опробование	6.2	Да	Да
Проверка идентификационных данных программного обеспечения (ПО)	6.3	Да	Да
Определение метрологических характеристик установки	6.4	Да	Да

## 2 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

2.1 При проведении поэлементной поверки.

2.1.1 При проведении поэлементной поверки применяются средства поверки, указанные в документах на методики поверки соответствующих средств измерений (далее – СИ), перечисленных в таблице 3.

2.1.2 При утверждении изменений или новых редакций документов на методики поверки СИ, перечисленных в таблице 3, СИ, выпущенные после приказа о переоформлении свидетельства об утверждении типа, поверяются по вновь утвержденным методикам.

2.1.3 Поверку вспомогательных СИ проводят по методикам поверки указанным в их описании типа.

2.2 При проведении поверки проливным способом.

2.2.1 При проведении поверки проливным способом используются следующие эталоны по ГОСТ 8.637-2013:

- эталоны 1-го разряда с диапазоном воспроизводимого массового расхода газожидкостной смеси, соответствующим рабочему диапазону поверяемой установки, с относительной погрешностью измерения массового расхода жидкой смеси от 0,5 до 1,0 %, с диапазоном воспроизводимого объемного расхода газа (воздуха), приведенного к стандартным условиям, соответствующим рабочему диапазону поверяемой установки, с относительной погрешностью измерения объемного расхода газа (воздуха) до 1,5 %.

- эталоны 2-го разряда с диапазоном воспроизводимого массового расхода газожидкостной смеси, соответствующим рабочему диапазону поверяемой установки, с относительной погрешностью измерения массового расхода жидкой смеси от 1,5 до 2,0 %, с диапазоном воспроизводимого объемного расхода газа (воздуха), приведенного к стандартным условиям, соответствующим рабочему диапазону поверяемой установки, с относительной погрешностью измерения объемного расхода газа (воздуха) от 3 до 5 %.

2.2.2 Допускается при проведении поверки применение Государственного первичного специального эталона единицы массового расхода газожидкостных смесей ГЭТ 195-2011.



2.2.3 Для поверки блока измерений БИОИ-2 применяются следующие средства поверки:

- генератор электрических сигналов (меандр, два канала или два генератора) с диапазоном частот от 0,01 до 100 Гц и погрешностью задания частоты не более  $\pm 1 \cdot 10^{-2} \%$ , например, ГСС-10;

- калибратор постоянного тока с диапазоном от 0 до 20 мА и приведенной погрешностью задания силы тока не более  $\pm 0,02 \% \pm 2 \text{ ЕМР}$ , например, UPS-III;

- ПК с установленной ОС Windows и ПО «Монитор» (далее по тексту - ПО).

2.2.4 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик, поверяемых СИ с требуемой точностью.

2.2.5 Все эталонные средства измерений должны быть аттестованы в установленном порядке.

### 3 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

3.1 Используемые при поверке электрические приборы и оборудование должны иметь надёжное заземление, соответствующее требованиям ГОСТ 12.1.030-81.

3.2 Операции по монтажу и демонтажу СИ производить в спецодежде и с применением исправного инструмента.

3.3 При проведении поверки должны соблюдаться «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей» и требования ГОСТ 12.2.007.0-75.

3.4 Общие требования безопасности при проведении испытаний по ГОСТ 12.3.019-80.

### 4 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЯ

4.1 К проведению поверки и оформлению результатов допускаются лица, имеющие право поверки средств измерений. Они должны пройти инструктаж по технике безопасности в установленном порядке, а также изучить эксплуатационную документацию на применяемые средства измерений и поверочное оборудование.

### 5 УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ

5.1 Первичную поверку при выпуске установок из производства проводят проливным способом в поверочных лабораториях. Поверку проливным способом в поверочной лаборатории проводят при следующих условиях:

– поверочные среды	нефть (имитатор нефти), вода, газ (воздух);
– температура рабочей жидкости, °С	от +15 до +25;
– температура окружающей среды, °С	от +15 до +25;
– относительная влажность воздуха, %	от 30 до 80;
– атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7.

5.2 Тряска, вибрации, влияющие на работу установки, не допускаются.

5.3 При поэлементной поверке СИ в составе установки соблюдают условия, указанные в документах на их методики поверки.

5.4 Поверку блока БИОИ-2 проводят при условиях, указанных в п. 5.1.

### 6 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

6.1 Внешний осмотр

6.1.1 Визуальным осмотром проверяют отсутствие механических повреждений установок и целостность монтажных соединений. Результаты проверки считают удовлетворительными.

ми, если не обнаружено механических повреждений и не нарушена герметичность монтажных соединений.

6.1.2 Проверяют соответствие комплектности установки, указанной в технической документации, соответствие мест установки и присоединения компонентов. Результаты проверки считают удовлетворительными, если комплектность, места установки и присоединения компонентов соответствуют указанным в технической документации.

6.1.3 Проверяют соответствие внешнего вида и места нанесения маркировки предусмотренным в технической документации. Результаты проверки считают удовлетворительными, если внешний вид и маркировка соответствует требованиям технической документации.

6.1.4 При внешнем осмотре визуально проверяют отсутствие дефектов рабочих поверхностей, препятствующих нормальной эксплуатации. Результаты проверки считают удовлетворительными, если при внешнем осмотре дефектов не выявлено.

## 6.2 Опробование

6.2.1 При поэлементной поверке опробование СИ, входящих в состав установки проводят согласно методикам поверки на эти СИ.

6.2.2 При поверке проливным способом с применением эталонов по ГОСТ 8.637-2013:

Опробование установки проводят на эталоне 1-го или 2-го разрядов (при поверке в лаборатории), либо с применением эталона 2-го разряда на коллекторе скважины (при поверке на месте эксплуатации).

Опробование установки проводят путем изменения параметров потока и качественной оценки реакции на такое изменение.

Результаты опробования считают удовлетворительными, если при увеличении (уменьшении) значения параметров потока соответствующим образом изменялись показания установки.

## 6.3 Проверка идентификационных данных программного обеспечения (ПО)

6.3.1 Для проверки идентификационных данных ПО «БИОИ-2» необходимо:

Отключить и включить питание установки. Сразу после включения на индикаторе (рисунок 1) появится информация о идентификационном наименовании программного обеспечения ПО «БИОИ-2» - «БИОИ-2», номер версии ПО «БИОИ-2» - «2.06» и цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода) ПО «БИОИ-2» - «7D90».



Рисунок 1 - Идентификационное наименование, номер версии (идентификационный номер) и цифровой идентификатор (контрольная сумма исполняемого кода) ПО «БИОИ-2»

6.3.2 Проверка идентификационных данных ПО блоков БИОИ-2-04, БИОИ-2-05, БИОИ-2-06, БИОИ-2-07 проводится аналогично процедуре описанной в п. 6.3.1. Идентификационные данные ПО этих блоков приведена в таблице 2.



Таблица 2 – Идентификационные данные ПО БИОИ-2-04, БИОИ-2-05, БИОИ-2-06, БИОИ-2-07

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	БИОИ-2	БИОИ-2-05	БИОИ-2-06	БИОИ-2-07
Идентификационное наименование ПО	БИОИ-2	БИОИ-2-05	БИОИ-2-06	БИОИ-2-07
Номер версии ПО	не ниже 2.06	не ниже 1.05	не ниже 3.01	не ниже 3.02
Цифровой идентификатор ПО	7D90	6BC12AB0	473E	A8F0
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16	CRC32	CRC16	CRC16
Тип блока БИОИ	БИОИ-2-02	БИОИ-2-05	БИОИ-2-04 БИОИ-2-06	БИОИ-2-07

6.3.3 Проверка идентификационных данных ПО Монитор версий 7.71 и 7.73.

6.3.3.1 Для проверки идентификационного наименования необходимо запустить ПО Монитор.

В главном меню программы открыть меню «Помощь». Выбрать пункт меню «О программе». Появится окно, где отображается информация о идентификационном наименовании программного обеспечения - «Монитор».

6.3.3.2 Для определения номера версии (идентификационного номера) ПО необходимо:

В главном меню программы открыть меню «Помощь». Выбрать пункт меню «О программе». Появится окно, где отображается информация о номере версии (идентификационном номере) ПО - «7.71», для версии 7.73 - «7.73».

6.3.3.3 Для определения цифрового идентификатора программного обеспечения (контрольной суммы исполняемого кода) ПО необходимо:

В главном меню программы открыть меню «Помощь». Выбрать пункт меню «О программе». Появится окно, где отображается информация о цифровом идентификаторе программного обеспечения (контрольной суммы исполняемого кода) ПО для версии 7.71 - «906BE972», для версии 7.73 – «2FD8DB01».

6.4 Определение метрологических характеристик установки

6.4.1 При поэлементной поверке определение метрологических характеристик установки проводить путем поверки каждого средства измерения, входящего в состав установки. Поверку средств измерений проводить согласно методикам поверки, указанным в таблице 3.

Таблица 3 – СИ, входящие в состав установки, и методики их поверки

Наименование СИ	Нормативные документы
счетчик жидкости «СКЖ»	«Инструкция. ГСИ. Счетчики жидкости СКЖ. Методика поверки» СКЖ.210.00.001МП
счетчик кольцевой «РИНГ»	«ГСИ. Инструкция. Счетчики кольцевые РИНГ. Методика поверки» СКЗ.00.000 МП
расходомер массовый Promass (модификации Promass 300, Promass 500)	МП 208-020-2017 «ГСИ. Расходомеры массовые Promass (модификации Promass 300, Promass 500). Методика поверки» МИ 3151-2008 «ГСИ. Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности» МИ 3272-2010 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразова-



телем расхода и поточным преобразователем плотности»

Продолжение таблицы 3

Наименование СИ	Нормативные документы
счетчик-расходомер массовый Micro Motion	МП 45115-16 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion Методика поверки» с изменением № 1 МИ 3272-2010 «Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компактурвером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и проточным преобразователем плотности» МИ 3151-2008 «Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности»
счетчик-расходомер массовый ЭЛМЕТРО-Фломак	3124.0000.00-01 МП «Счетчики-расходомеры массовые ЭЛМЕТРО-Фломак. Методика поверки»
расходомер вихревой Prowirl 200	МП 58533-14 «ГСИ. Расходомеры вихревые Prowirl 200. Методика поверки» с изменением №1
датчик расхода газа ДУМЕТИС-1223М	1223М.00.00.000 МП «Инструкция ГСИ. Датчик расхода газа «ДУМЕТИС -1223М». Методика поверки»
счетчик газа вихревой СВГ	311.00.00.000-03 МИ «ГСИ. Счетчики газа вихревые СВГ. Методика поверки»
датчик расхода газа ДРГ.М	311.01.00.000 МИ «Рекомендация. ГСИ. Датчики расхода газа ДРГ.М. Методика поверки»
влажномер сырой нефти ВСН-2	«Инструкция. ГСИ. Влажмеры сырой нефти ВСН-2. Методика поверки.» МП 0016-2-2012
влажномер нефти поточного ПВН-615Ф	МП 0329-6-2015 «Инструкция. ГСИ. Влажмеры нефти поточные ПВН-615Ф. Методика поверки»
измеритель обводненности Red Eye® модели Red Eye® 2G и Red Eye® Multiphase	«Инструкция. Измерители обводненности Red Eye® модели Red Eye® 2G и Red Eye® Multiphase. Методика поверки»

#### 6.4.2 Поверка проливным способом

6.4.2.1 При поверке с применением эталонов по ГОСТ 8.637-2013 определение относительной погрешности при измерении массы сырой нефти, массы сырой нефти без учета воды, объема сырой нефти, приведенного к стандартным условиям, и объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, осуществляют с помощью эталона 1-го или 2-го разрядов в поверочной лаборатории.

Относительную погрешность при измерении каждого параметра определяют сравнением значений каждого параметра, измеренного установкой, со значениями соответствующего параметра, измеренного эталоном 1-го или 2-го разрядов, используя в качестве измеряемой среды газожидкостную смесь из имитатора нефти, воды и газа (воздуха).

Для поверки установки на эталоне 1-го или 2-го разрядов создается газожидкостный поток с комбинацией из трех расходов смеси имитатора нефти и воды ( $Q_{ж1}$ ,  $Q_{ж2}$ ,  $Q_{ж3}$ ) в трех различных объемных долях воды (10 %, 70 %, 95 %) и трех расходов газа (воздуха) ( $Q_{г1}$ ,  $Q_{г2}$ ,  $Q_{г3}$ ). Расходы имитатора нефти и воды соответствуют минимальному, среднему и максимальному расходам, воспроизводимым на эталоне 1-го или 2-го разрядов.

6.4.2.2 Определение относительных погрешностей измерений массы сырой нефти, массы сырой нефти без учета воды, объема сырой нефти, приведенного к стандартным условиям, и

объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, (в зависимости от исполнения установки и количества измерительных каналов) производится одновременно в каждой точке, соответствующей определенному расходу газожидкостной смеси (смеси имитатора нефти, воды и газа (воздуха)) с соответствующим соотношением компонентов. В каждой точке проводят три измерения.

6.4.2.3 Относительную погрешность  $i$ -го измерения массы сырой нефти, в  $j$ -ой точке определяют по формуле:

$$\delta_m = \frac{M_{nij} - M_{nij}^{\text{э}}}{M_{nij}^{\text{э}}} \cdot 100\%, \quad (1)$$

где  $i=1...3$ ;

$M_{nij}$  – масса жидкости (сырой нефти), измеренная установкой, кг;

$M_{nij}^{\text{э}}$  – масса смеси имитатора нефти и воды, измеренная эталоном, кг.

Если установка имеет канал измерения объема сырой нефти, приведенного к стандартным условиям, то выполняют пересчет объема жидкости (сырой нефти) в массу по методике измерений.

6.4.2.4 Относительную погрешность  $i$ -го измерения массы сырой нефти без учета воды, в  $j$ -ой точке определяют по формуле

$$\delta_{m0} = \frac{M_{n0ij} - M_{n0ij}^{\text{э}}}{M_{n0ij}^{\text{э}}} \cdot 100\% \quad (2)$$

где  $i=1...3$ ;

$M_{n0ij}$  – масса нефти (сырой нефти без учета воды), измеренная установкой, кг;

$M_{n0ij}^{\text{э}}$  – масса нефти (сырой нефти без учета воды), измеренная эталоном кг.

Относительную погрешность  $i$ -го измерения объема сырой нефти, приведенного к стандартным условиям, в  $j$ -ой точке определяют по формуле

$$\delta_{V_n} = \frac{V_{nij} - V_{nij}^{\text{э}}}{V_{nij}^{\text{э}}} \cdot 100\%, \quad (3)$$

где  $i=1...3$ ;

$V_{nij}$  – объем сырой нефти, приведенный к стандартным условиям, измеренный установкой,  $\text{м}^3$ ;

$V_{nij}^{\text{э}}$  – объем сырой нефти, приведенный к стандартным условиям, измеренный эталоном,  $\text{м}^3$ .

6.4.2.5 Относительную погрешность  $i$ -го измерения объема газа, приведенного к стандартным условиям, в  $j$ -ой точке определяют по формуле

$$\delta_{V_T} = \frac{V_{Гij} - V_{Гij}^{\text{э}}}{V_{Гij}^{\text{э}}} \cdot 100\%, \quad (4)$$

где  $i=1...3$ ;

$V_{Гij}$  – объем газа, приведенный к стандартным условиям, измеренный установкой,  $\text{м}^3$ ;

$V_{Гij}^{\text{э}}$  – объем газа, приведенный к стандартным условиям, измеренный эталоном,  $\text{м}^3$ .

Установка считается прошедшей поверку, если относительные погрешности измерений не превышают величин, указанных в таблице 8.

В случае если это условие для любого  $i$ -го измерения не выполняется, проводят дополнительное измерение соответствующей величины и повторно определяют относительную погрешность измерения соответствующей величины. Если после этого значение относительной погрешности измерения соответствующей величины не удовлетворяет требованиям, изложен-



ным в соответствующем пункте, то поверку прекращают до выявления и устранения причин невыполнения этих условий. После устранения причин повторно проводят серию из трех измерений соответствующей величины и определяют относительную погрешность для каждого измерения.

Если значения допускаемой относительной основной погрешности измерений вновь превышают значения, указанные в таблице 8, результаты поверки считают отрицательными.

#### 6.4.3 Поверка блока измерений БИОИ-2.

6.4.3.1 Блок измерений подключить к ПК при помощи USB кабеля и конвертора USB/RS485 ADAM-4561. На ПК запустить ПО «Монитор».

6.4.3.2 При помощи ПО во вкладке «Настройки/Заводские» установить код измеряемых параметров 41. Нажать кнопку «Записать».

6.4.3.3 Во вкладке «Константы» установить пользовательские константы, заводские настройки и диапазоны измерения датчиков в соответствии с таблицей 4.

Таблица 4

Градуировочный коэффициент «веса» импульса для ПР1	л	0,35
Градуировочный коэффициент «веса» импульса для ПР2 (для БИОИ-2-06 ПР3)	л	0,35
Макс. значение периода между импульсами ПР1	с	10
Мин. значение периода между импульсами ПР1	с	0,05
Макс. значение периода между импульсами ПР2 (для БИОИ-2-06 ПР3)	с	10
Мин. значение периода между импульсами ПР2 (для БИОИ-2-06 ПР3)	с	0,05
Коэффициент скольжения	–	1,15
Плотность нефти при стандартных условиях	кг/м <sup>3</sup>	800
Плотность воды при стандартных условиях	кг/м <sup>3</sup>	1000
Плотность газа при стандартных условиях	кг/м <sup>3</sup>	1,205
Расходная объемная концентрация воды	%	50
Остаточная доля газа в жидкостной линии	%	8
Кинематическая вязкость жидкости	сСт	3
Нижний предел датчика температуры	°С	0
Верхний предел датчика температуры	°С	150
Верхний предел датчика давления	МПа	4
Тип датчиков давления	–	абсолютный
Использование МР-113	–	отключить
<b>При поверке блока БИОИ-2-07 дополнительно ввести следующие коэффициенты</b>		
Градуировочный коэффициент «веса» импульса для ПР1	л	0,175
Градуировочный коэффициент «веса» импульса для ПР2	л	0,175
Градуировочный коэффициент «веса» импульса для ПР3	л	0,175
Градуировочный коэффициент «веса» импульса для ПР4	л	0,175

#### 6.4.3.4 Поверка каналов вычисления расходных параметров блоком измерений.

6.4.3.5 В зависимости от исполнения блока измерений подключить к нему рабочие эталоны согласно схемам, приведенным в приложении А.

6.4.3.6 Настроить генераторы к отправке пакетов импульсов согласно точке 1 таблицы 5.

Таблица 5

№	Количество импульсов по каналу счетчика газа для кода 71 (для кода 41 канал измерения ГЖС) (обозначение по схеме подключения А2)	Количество импульсов по каналу жидкости (обозначение по схеме подключения А3)	Частота по каналу счетчика газа для кода 71 (для кода 41 канал измерения ГЖС), Гц (обозначение по схеме подключения А2)	Частота по каналу жидкости, Гц (обозначение по схеме подключения А3)
1 (код 41)	1800	1500	3	2,5
2 (код 71)	8400	9000	14	15

6.4.3.7 Настроить калибраторы тока на значения согласно точке 1 таблицы 6.

Таблица 6

№	Значение силы тока по каналу давления в газовой линии для кода 71 (для кода 41 канал измерения ГЖС), мА (обозначение по схеме подключения А4)	Значение силы тока по каналу давления в жидкостной линии, мА (обозначение по схеме подключения А5)	Значение силы тока по каналу температуры в газовой линии для кода 71, мА (обозначение по схеме подключения А7)	Значение силы тока по каналу температуры в жидкостной линии, мА (обозначение по схеме подключения А6)
1 (код 41)	16	8	–	7
2 (код 71)	5	–	5	–

6.4.3.8 Поверку проводить таким образом, чтобы в пределах интервала поверки (600 с) не происходило смены часа.

6.4.3.9 Во вкладке «Счетчик/поверка» запустить процесс поверки нажав кнопку «Старт поверки». Далее нажать на кнопку «Старт измерения» после чего запустить одновременно на обоих генераторах отправку пакетов импульсов.

6.4.3.10 Через 600 с, после прихода последнего импульса, остановить процесс поверки, нажав кнопку «Стоп измерения», далее нажать «Стоп поверки», в ПО перейти во вкладку «Текущие параметры», поле значений «за прошлый час» и записать в протокол поверки блока измерений значения объема сырой нефти приведенного к стандартным условиям, объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям (протокол поверки приложение Б).

6.4.3.11 Эталонные значения приведены в таблицах 1 – 4 приложения Б.

6.4.3.12 При помощи ПО во вкладке «Настройки/Заводские» установить код измеряемых параметров 71. Нажать на кнопку «Записать».

6.4.3.13 Во вкладке «Константы» установить пользовательские константы, заводские настройки и диапазоны измерения датчиков в соответствии с таблицей 7.

Таблица 7

Градуировочный коэффициент «веса» импульса для ПР1	л	0,1
--	---	-----



Градуировочный коэффициент «веса» импульса для ПР2 (для БИОИ-2-06 ПР3)	л (кг)	0,2
Плотность нефти при стандартных условиях	кг/м <sup>3</sup>	850
Плотность воды при стандартных условиях	кг/м <sup>3</sup>	1000

*Продолжение таблицы 7*

Плотность газа при стандартных условиях	кг/м <sup>3</sup>	0,8
Расходная объемная концентрация воды	%	36
Остаточная доля газа в жидкостной линии	%	2
Нижний предел датчика температуры	°С	0
Верхний предел датчика температуры	°С	150
Верхний предел датчика давления	МПа	4
Тип датчиков давления	–	абсолютный

**При проверке блока БИОИ-2-07 дополнительно ввести следующие коэффициенты**

Градуировочный коэффициент «веса» импульса для ПР1	л	0,05
Градуировочный коэффициент «веса» импульса для ПР2	л	0,1
Градуировочный коэффициент «веса» импульса для ПР3	л	0,1
Градуировочный коэффициент «веса» импульса для ПР4	л	0,05

6.4.3.14 Настроить генераторы к отправке пакетов импульсов согласно точке 2 таблицы 5.

6.4.3.15 Настроить калибраторы тока на значения согласно точке 2 таблицы 6.

6.4.3.16 Во вкладке «Счетчик/поверка» запустить процесс поверки нажав кнопку «Старт поверки». Далее нажать на кнопку «Старт измерения» после чего запустить одновременно на обоих генераторах отправку пакетов импульсов.

6.4.3.17 Через 600 с, после прихода последнего импульса, остановить процесс поверки, нажав кнопку «Стоп измерения», далее нажать «Стоп поверки», в ПО перейти во вкладку «Текущие параметры», поле значений «за прошлый час» и записать в протокол поверки блока измерений значения массы сырой нефти, массы сырой нефти без учета воды и объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям (протокол поверки приложение Б).

## 7 ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ

7.1 При поэлементной поверке результат поверки установки считают положительным, установку - пригодной к применению, если все СИ, входящие в состав установки, прошли поверку. В протокол поверки заносится погрешность соответствующего измерительного канала (или предел допускаемой относительной погрешности) в соответствии с описанием типа.

7.2 Для расчета погрешности при поверке проливным методом используют формулы, указанные в п. 6.4.2.

7.3 Расчет погрешности вычислений блока измерений БИОИ-2.

7.3.1 Погрешность вычисления объема сырой нефти, приведенного к стандартным условиям, %, вычисляют по формуле

$$\delta_{\text{воис}} = \frac{V_n - V_{\text{он}}}{V_{\text{он}}} \cdot 100 \%, \quad (5)$$

где  $V_n$  – показания объема сырой нефти, приведенного к стандартным условиям вычисленного блоком измерений, л;

$V_{\text{он}}$  – эталонные показания объема сырой нефти, приведенного к стандартным условиям, л.

7.3.2 Погрешность вычисления объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, вычисляют по формуле

$$\delta_{VTC} = \frac{V - V_o}{V_o} \cdot 100 \%, \quad (6)$$

где  $V$  – объем свободного нефтяного газа, приведенный к стандартным условиям вычисленный блоком измерений, л;

$V_o$  – эталонные показания объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, л.

7.3.3 Погрешность вычисления массы сырой нефти, %, вычислить по формуле

$$\delta_{вмси} = \frac{M_{сн} - M_{снэ}}{M_{снэ}} \cdot 100 \%, \quad (7)$$

где  $M_{сн}$  – показания массы сырой нефти, вычисленные блоком измерений, кг;

$M_{снэ}$  – эталонные показания массы сырой нефти, кг.

7.3.4 Погрешность вычисления массы сырой нефти без учета воды, %, вычисляются по формуле

$$\delta_{вмо} = \frac{M_{но} - M_э}{M_э} \cdot 100 \%, \quad (8)$$

где  $M_{но}$  – показания массы сырой нефти без учета воды, вычисленные блоком измерений, кг;

$M_э$  – эталонные показания массы сырой нефти без учета воды, кг.

7.3.5 Предел допускаемой относительной погрешности блока измерений:

- по вычислению объема сырой нефти, приведенного к стандартным условиям  $\pm 0,2 \%$ ;
- по вычислению объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям  $\pm 0,4 \%$ ;
- по вычислению массы сырой нефти  $\pm 0,05 \%$ ;
- по вычислению массы сырой нефти без учета воды  $\pm 0,2 \%$ .

7.4 Погрешность измерений массы сырой нефти, объема сырой нефти, приведённого к стандартным условиям, массы сырой нефти без учета воды и объёма свободного нефтяного газа, приведённого к стандартным условиям, рассчитывается только для тех измерительных каналов, которые соответствуют комплектации установки согласно ее условному обозначению. Соответствие условного обозначения установок и наличия измерительных каналов, а также пределы допускаемой относительной погрешности измерения приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Погрешность установки для различных комплектаций

р/к ем ых	Условное обозначение УИ (состав основных СИ)	Предел допускаемой относительной погрешности измерений
-----------------	---	---



		массы сырой нефти, %	массы сырой нефти без учета воды, %	объема сырой нефти, приведенного к стандартным условиям, %	объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %
1	ЦИКЛОН-XXX-4,0-1 (счетчик СКЖ)	±2,5	–	–	–
3	ЦИКЛОН-XXXX-4,0-3 (кориолисовый расходомер)	±1,0; ±2,0	–	±1,0; ±2,0	–

Продолжение таблицы 8

Код измеряемых параметров	Условное обозначение УИ (состав основных СИ)	Предел допускаемой относительной погрешности измерений			
		массы сырой нефти, %	массы сырой нефти без учета воды, %	объема сырой нефти, приведенного к стандартным условиям, %	объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %
4,8,10	ЦИКЛОН-XXX-4,0-4/-8/-10 (счетчики РИНГ + влагомер)	–	–	±1,0; ±2,0	±5,0
5,14	ЦИКЛОН-XXX-4,0-5/-14 (счетчик РИНГ + счетчик газа)	–	–	±1,0; ±2,0	
6,12	ЦИКЛОН-XXX-4,0-6/-12 (счетчик СКЖ + счетчик газа)	±2,5	–	–	
7,13	ЦИКЛОН-XXXX-4,0-7/-13 (кориолисовый расходомер + счетчик газа)	±1,0; ±2,0	–	±1,0; ±2,0	
9	ЦИКЛОН-XXX-4,0-9 (счетчик СКЖ + счетчик газа + влагомер)	±2,5	± 6 * ± 15 **	–	
11	ЦИКЛОН-XXXX-4,0-11 (кориолисовый расходомер + счетчик газа + влагомер)	±1,0; ±2,0	± 6 * ± 15 **	±1,0; ±2,0	
* при содержании воды в сырой нефти до 70 %					
** при содержании воды в сырой нефти от 70 до 95 %					

## 8 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

8.1 Результаты поверки установки оформляются протоколом (см. приложение Б).

8.2 Положительные результаты поверки установки следует оформлять свидетельством о поверке с нанесением отиска поверительного клейма и (или) отметкой в паспорте (формуляре).

8.3 При отрицательных результатах поверки, установка признается непригодной к применению и выдаётся извещение о непригодности к применению.



# Приложение А (Обязательное)

## Схемы подключения БИОИ-2 при поверке

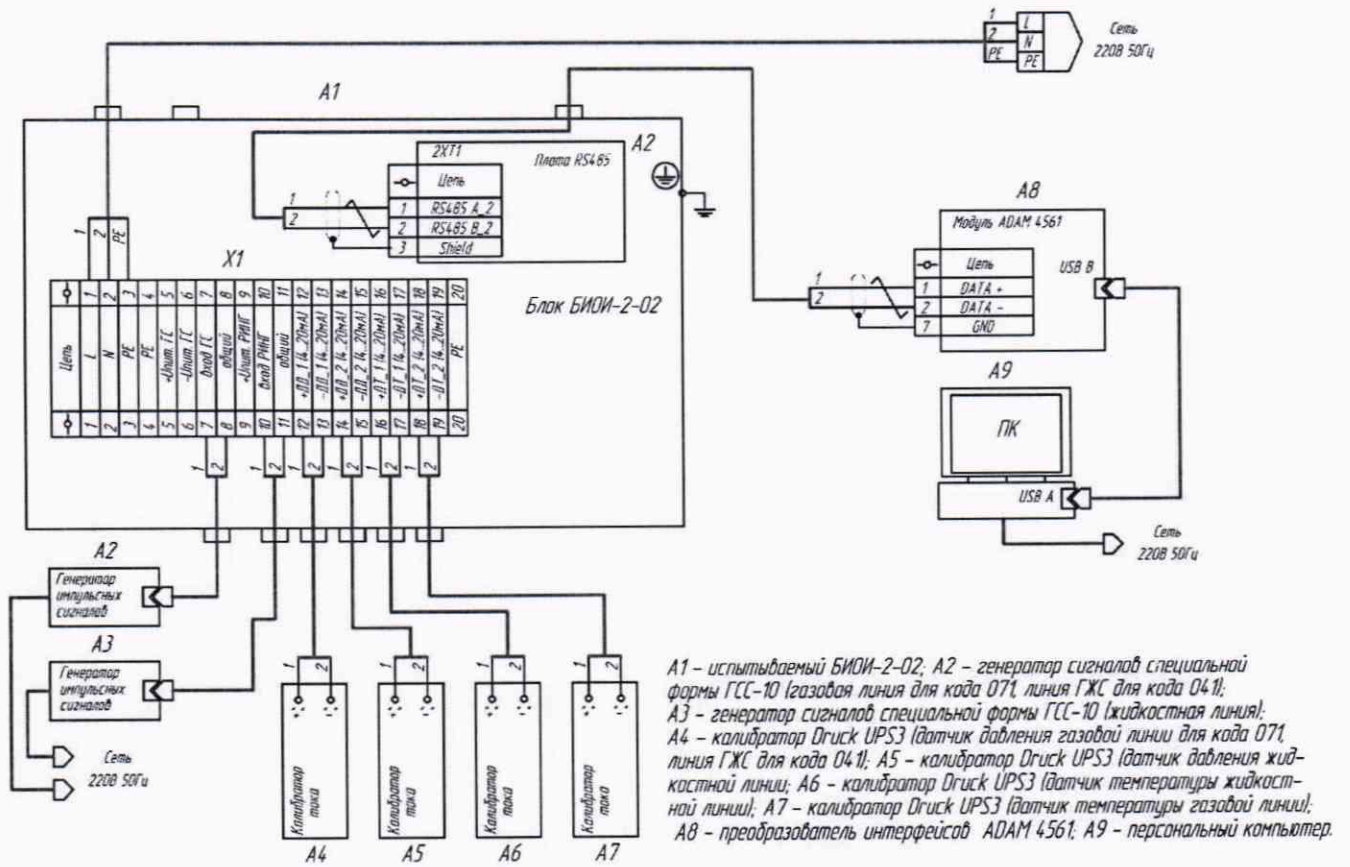
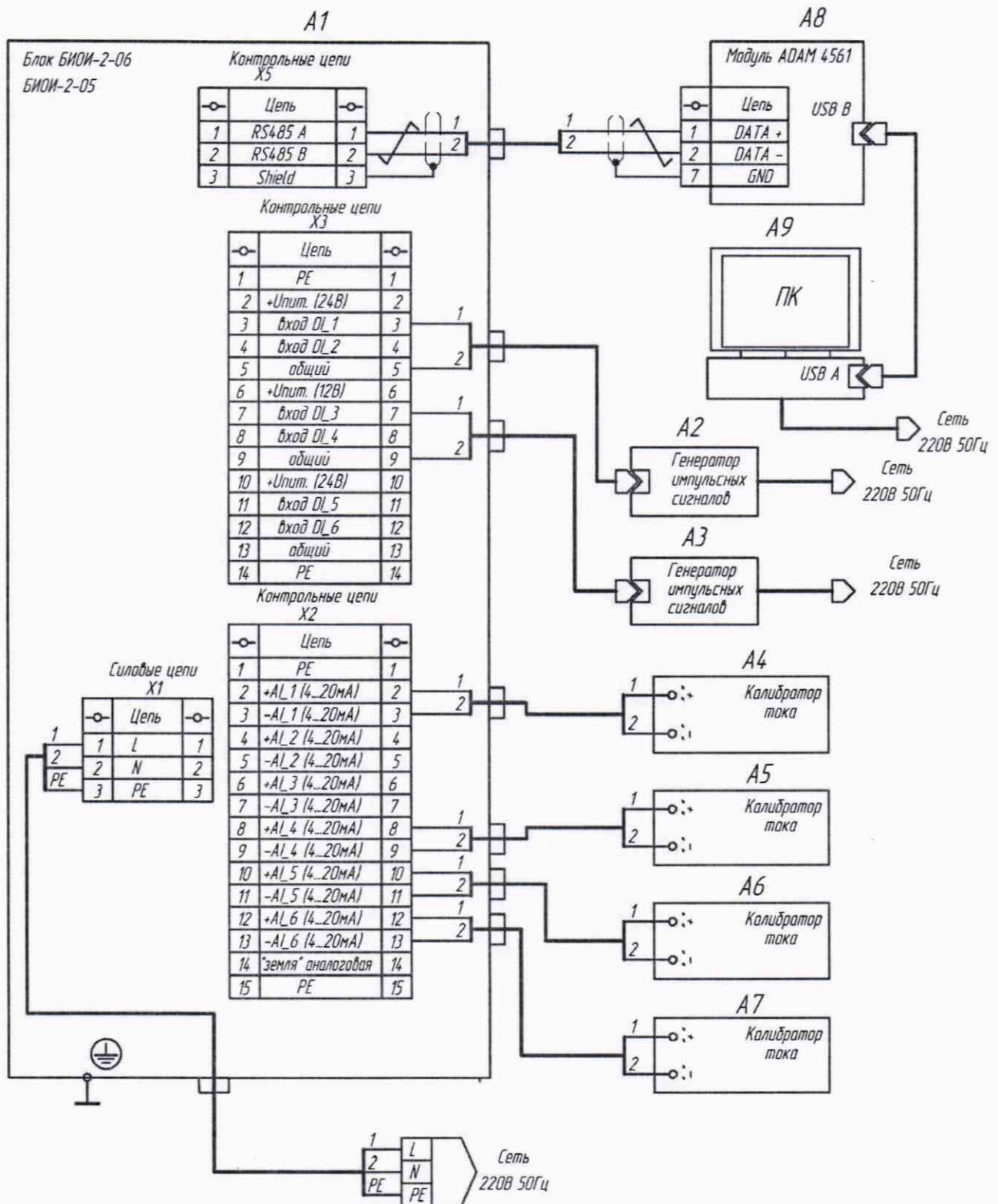


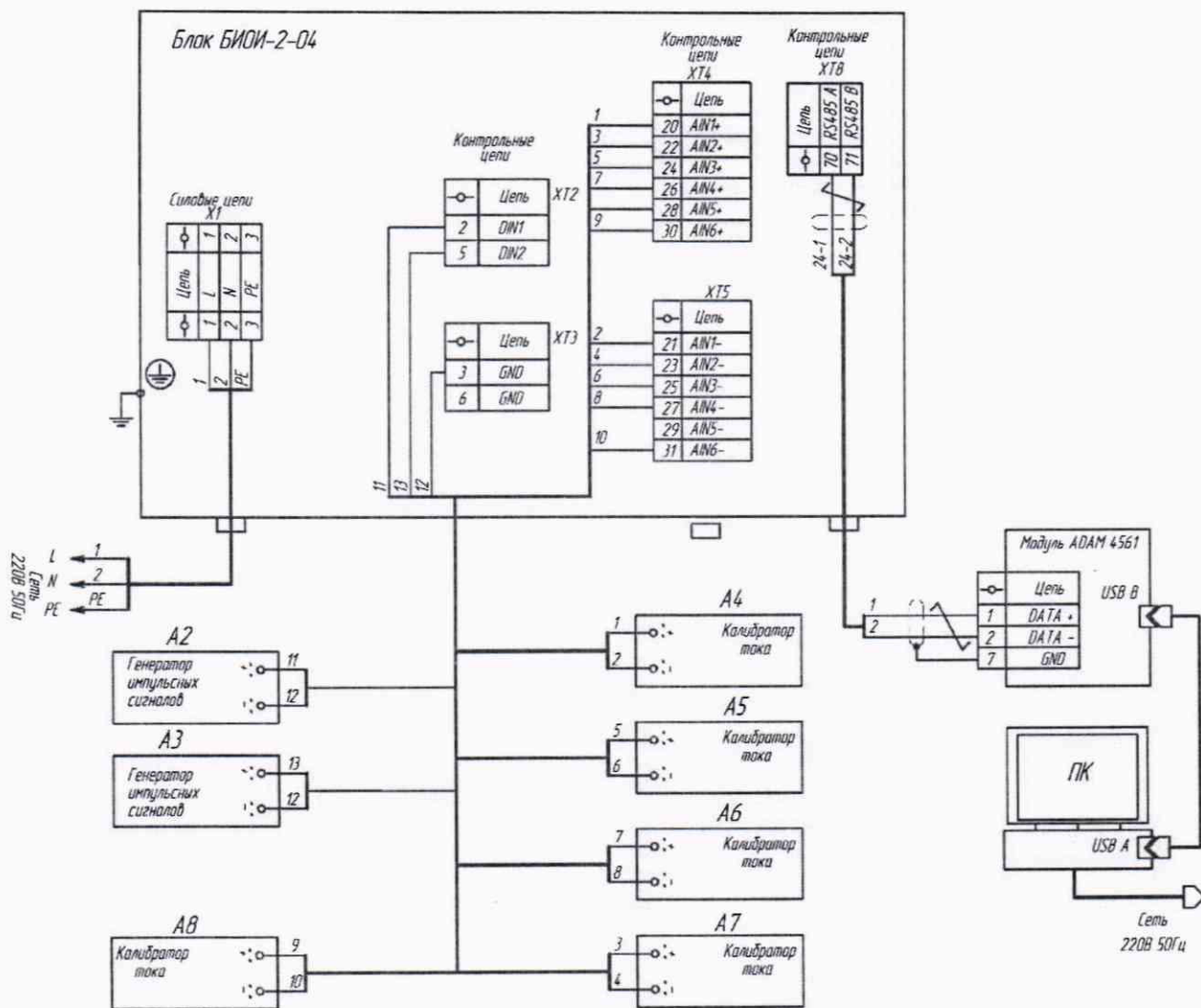
Рисунок 1 – Схема подключения БИОИ-2-02 при поверке



A1 – испытываемый блок; A2 – генератор сигналов специальной формы ГСС-10 (газовая линия); A3 – генератор сигналов специальной формы ГСС-10 (жидкостная линия); A4 – калибратор Druck UPS3 (датчик давления газовой линии); A5 – калибратор Druck UPS3 (датчик давления жидкостной линии); A6 – калибратор Druck UPS3 (датчик температуры жидкостной линии); A7 – калибратор Druck UPS3 (датчик температуры газовой линии); A8 – преобразователь интерфейсов ADAM 4561; A9 – персональный компьютер.

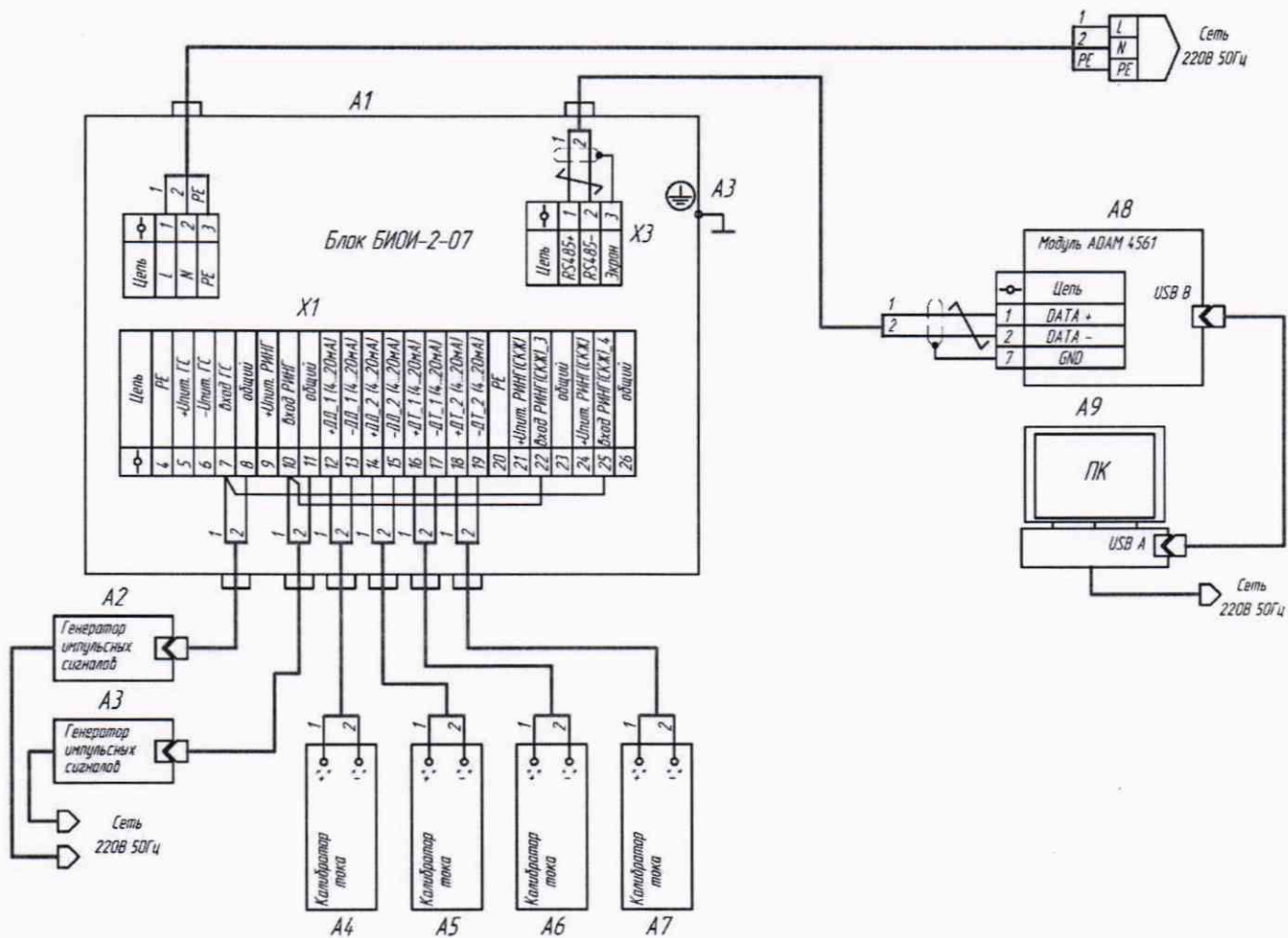
Рисунок 2 – Схема подключения БИОИ-2-05, БИОИ-2-06 при поверке





A2 - генератор сигналов специальной формы ГСС-10 (газовая линия); A3 - генератор сигналов специальной формы ГСС-10 (жидкостная линия); A4 - калибратор Dgisk UPS3 (датчик давления газовой линии); A5 - калибратор Dgisk UPS3 (датчик давления жидкостной линии); A6 - калибратор Dgisk UPS3 (датчик температуры жидкостной линии); A7 - калибратор Dgisk UPS3 (датчик температуры газовой линии); A8 - калибратор Dgisk UPS3 (плотность жидкости)

Рисунок 3 – Схема подключения БИОИ-2-04 при поверке



A1 – испытуемый БИОИ-2-02; A2 – генератор сигналов специальной формы ГСС-10 (газовая линия для кода 071; линия ГЖС для кода 041);  
 A3 – генератор сигналов специальной формы ГСС-10 (жидкостная линия);  
 A4 – калибратор Dgusk UPS3 (датчик давления газовой линии для кода 071; линия ГЖС для кода 041); A5 – калибратор Dgusk UPS3 (датчик давления жидкостной линии); A6 – калибратор Dgusk UPS3 (датчик температуры жидкостной линии); A7 – калибратор Dgusk UPS3 (датчик температуры газовой линии);  
 A8 – преобразователь интерфейсов ADAM 4561; A9 – персональный компьютер.

Рисунок 4 – Схема подключения БИОИ-2-07 при поверке



Приложение Б  
(Обязательное)

Протокол поверки установки измерительной «ЦИКЛОН»

Тип:	
Заводской номер:	Тип и номер БИОИ
Принадлежит:	
Год изготовления:	
Место проведения поверки:	
Средства поверки	
Условия поверки:	
Температура окружающего воздуха:	°С
Относительная влажность:	%
Атмосферное давление:	кПа

Состав установки ЦИКЛОН:

---

1. Внешний осмотр

Установка «ЦИКЛОН» требованиям п. 6.1 методики поверки

соответствует

не соответствует

(ненужное зачеркнуть).

2. Опробование

Установка «ЦИКЛОН» требованиям п. 6.2 методики поверки

соответствует

не соответствует

(ненужное зачеркнуть).

3. Определение метрологических характеристик

Относительная погрешность установки по измерению:

- по измерению массы сырой нефти \_\_\_\_\_

по измерению массы сырой нефти без учета воды при содержании воды в сырой нефти:

- до 70 % \_\_\_\_\_

- от 70 до 95 % \_\_\_\_\_

- по измерению объема сырой нефти, приведённого к стандартным условиям \_\_\_\_\_

- по измерению объема свободного нефтяного газа, приведённого к стандартным условиям \_\_\_\_\_

Установка «ЦИКЛОН» требованиям п. 6.4; 7 методики поверки

соответствует

не соответствует

(ненужное зачеркнуть).

4. Поверка каналов вычисления БИОИ-2

Таблица 1 – Относительная погрешность вычисления объема сырой нефти

№	Объем сырой нефти приведенный к стандартным условиям вычисленный блоком измерений, л	Эталонное значение объема сырой нефти приведенного к стандартным условиям, л	Относительная погрешность, %
1		481,1227	

Относительная погрешность вычисления объема сырой нефти, приведенного к стандартным условиям, %: \_\_\_\_\_

Таблица 2 – Относительная погрешность вычисления объема свободного нефтяного газа

№	Объем свободного нефтяного газа приведенный к стандартным условиям вычисленный блоком измерений, л	Эталонное значение объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, л	Относительная погрешность, %
1		5531,2047	
2		2264,81247	

Относительная погрешность вычисления объема свободного нефтяного газа приведенного к стандартным условиям, %: \_\_\_\_\_

Таблица 3 – Относительная погрешность вычисления массы сырой нефти

№	Значение массы сырой нефти, вычисленное блоком измерений, кг	Эталонное значение массы сырой нефти, кг	Относительная погрешность, %
2		1799,9169	

Относительная погрешность вычисления массы сырой нефти, %: \_\_\_\_\_

Таблица 4 – Относительная погрешность вычисления массы сырой нефти без учета воды

№	Значение массы сырой нефти без учета воды, вычисленное блоком измерений, кг	Эталонное значение массы сырой нефти без учета воды, кг	Относительная погрешность, %
2		1083,1359	

Относительная погрешность вычисления массы сырой нефти без учета воды, %: \_\_\_\_\_

Блок БИОИ-2 требованиям п. 6.4.3; 7 методики поверки

Соответствует  Не соответствует (ненужное зачеркнуть).

5. Подтверждение соответствия программного обеспечения.

Блок БИОИ-2 требованиям п. 6.3 методики поверки

Соответствует  Не соответствует (ненужное зачеркнуть).

Поверено в соответствии с документом: «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Установка измерительная «ЦИКЛОН». Методика поверки» МП 0916-9-2019.

Заключение: на основании результатов поверки установка «ЦИКЛОН» к применению:

пригодна  не пригодна (ненужное зачеркнуть).

Подпись и расшифровка подписи лица, проводившего поверку \_\_\_\_\_

Дата \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.