

УТВЕРЖДАЮ  
Руководитель ГЦИ СИ –  
Первый заместитель директора  
по научной работе –  
Заместитель директора по качеству  
ФГУП «ВНИИР»

В.А. Фаурун

М.П.

2014 г.

## ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Установка измерительная  
«СПЕКТР М»

Методика поверки

УИС 03.00.00 МП

2014 г.

РАЗРАБОТАНА ФГУП «ВНИИР»  
ИСПОЛНИТЕЛИ Левин К.А., Тонконог М.И.  
УТВЕРЖДЕНА ФГУП «ВНИИР»

Настоящая методика распространяется на установки измерительные СПЕКТР М (далее – установки) изготавливаемые в соответствии с ТУ 4318-009-12978946-08 и устанавливает методику их первичной и периодической поверки.

Рекомендуемый межпроверочный интервал – 3 года.

Первичная и периодическая поверка установки проводится:

- поэлементно для каждого средства измерений, входящего в состав установки, а так же для блока измерений и обработки информации БИОИ-5 (далее – блок измерений). После поверки всех элементов определяется погрешность установки по измерениям:

- объема сырой нефти (в условиях измерений);
- объема сырой нефти приведенного к стандартным условиям;
- объема свободного нефтяного газа (в условиях измерений);
- объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям.

- с применением государственного первичного специального эталона единицы массового расхода газожидкостных смесей ГЭТ 195-2011 (далее – ГЭТ 195-2011);

## 1. ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки выполняют операции, указанные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Операции поверки

Наименование опе- рации	Номер пункта документа на проверку	Проведение операции при	
		первичной проверке	периодической проверке
Проверка комплектности технической документации	7.1.1	да	нет
Внешний осмотр	7.1.2	да	да
Опробование	7.1.3	да	да
Проверка блока БИОИ-5	7.2	да	да
Определение метрологических характеристик установок	8	да	да

## 2. СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

2.1 При проведении поверки средств измерений, входящих в установку, должны быть применены средства поверки, перечисленные в методиках поверки на данные средства измерений (далее – СИ):

- для счетчика кольцевого «РИНГ» согласно «Инструкция ГСИ. Счетчики кольцевые РИНГ. Методика поверки. СК2.00.000 МИ»;
- для датчика давления согласно МИ 4212-023, МИ 4212-012;
- для датчика перепада давления согласно МИ 1997-89, МИ 4212-012;
- для датчика температуры согласно разделу «3.4 Методика поверки» руководства по эксплуатации 271.01.00.000 РЭ, раздела «3.3 Методика поверки» руководства по эксплуатации 281.01.00.000 РЭ;

- двухканальный генератор электрических сигналов (или два генератора, форма сигнала меандр), 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  $\pm 0,02\% \pm 2$  ЕМР (например, UPS-III), ПК с установленной ОС Windows и ПО «Монитор». Преобразователь интерфейсов ADAM 4561 – вспомогательное оборудование.

2.2 Допускается проведение первичной и периодической поверки на ГЭТ 195-2011.

2.3 При проведении поверки все эталонные средства измерений должны быть поверены и иметь действующие свидетельства о поверке, отметку в паспорте или оттиски поверительных клейм.

2.4 Допускается применять другие эталонные средства измерений с техническими и метрологическими характеристиками не хуже, чем у приведенных в п.2.1.

2.5 При проведении поверки все средства измерений входящие в состав установки должны иметь действующие свидетельства о поверке.

### **3. ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЯ**

3.1 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.

### **4. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ**

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

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

4.3 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.

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

### **5 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ**

5.1 При проведении поверки должны быть соблюдены следующие условия:

- температура окружающей среды от 18 до 30  $^{\circ}\text{C}$ ;
- относительная влажность воздуха от 30 до 90 %;
- напряжение питания  $220 \pm 22$  В.

### **6 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ**

6.1 При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с инструкцией по эксплуатации установки и НД на методики поверки средств измерений, входящих в состав установки

### **7 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ**

7.1 Проверка установки.

7.1.1 Проверка комплектности технической документации.

Проверяется наличие действительных свидетельств поверке на все СИ, входящие в состав установки.

7.1.2 Внешний осмотр.

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие установки следующим требованиям:

- на установке не должно быть механических повреждений и дефектов покрытий, ухудшающих их внешний вид и препятствующих их применению;
- надписи и обозначения должны быть чёткими и соответствовать требованиям технической документации.

### 7.1.3 Опробование.

При поэлементной поверке опробование проводят для всех СИ, входящих в состав установки согласно их методикам поверки.

При поверке с использованием эталонов опробование осуществляют следующим образом:

Подают на вход установки газожидкостную смесь (вода + воздух). Включают питание блока обработки информации.

Проверить работоспособность каналов измерений объема сырой нефти, объема свободного нефтяного газа, давления и температуры.

7.1.4 Определение метрологических характеристик установки проводить путем поэлементной поверки каждого средства измерений, входящего в состав установки, или по п. 7.4 настоящей методики.

При поэлементной поверке установки поверку средств измерений, входящих в ее состав, проводить согласно методикам поверки:

- для счетчика кольцевого «РИНГ» согласно «Инструкция ГСИ. Счетчики кольцевые РИНГ. Методика поверки. СК2.00.000 МИ»;
- для датчика давления согласно МИ 4212-023, МИ 4212-012;
- для датчика перепада давления согласно МИ 1997-89, МИ 4212-012;
- для датчика температуры согласно разделу «3.4 Методика поверки» руководства по эксплуатации 271.01.00.000 РЭ, раздела «3.3 Методика поверки» руководства по эксплуатации 281.01.00.000 РЭ;
- поверку блока измерений проводить согласно п. 7.2 настоящей методики.

### 7.2 Поверка блока измерений БИОИ-5.

7.2.1 Блок измерений подключить к ПК. Блок БИОИ-5-4(8) подключается по интерфейсу RS-232 или RS-485 при помощи преобразователя интерфейсов ADAM 4561. На ПК запустить ПО «Монитор».

7.2.2 При помощи ПО завести в блок измерений коэффициенты, указанные в таблице 2: Т а б л и ц а 2 - Коэффициенты, вводимые при поверке.

Наименование параметра	Значение	Единицы измерений
Давление насыщения сырой нефти при стандартных условиях	8	МПа
Плотность дегазированной обезвоженной нефти при с. у.	860	кг/м <sup>3</sup>
Плотность воды при стандартных условиях	1070	кг/м <sup>3</sup>
Плотность свободного нефтяного газа при стандартных условиях	1000	г/м <sup>3</sup>
Расходная объёмная концентрация воды в сырой нефти	45	%
Кинематическая вязкость сырой нефти	20	сСт
Градуровочный коэффициент «веса» импульса для ПР №1	0,26	л

Окончание таблицы 2 – Коэффициенты, вводимые при поверке.

Наименование параметра	Значение	Единицы измерений
Градуировочный коэффициент «веса» импульса для ПР №2	0,26	л
Номер набора датчиков давления	1	
Диапазон показаний датчика давления Р <sub>Ф</sub>	0..4	МПа
Диапазон показаний датчика давления Р1	0..4	МПа
Диапазон показаний датчика давления Р2	0..4	МПа
Диапазон показаний датчика температуры	От минус 50 до плюс 150	°C

7.2.3 Определение метрологических характеристик каналов преобразования тока в единицы давления и температуры.

7.2.4 Подключить калибратор тока к каналу измерений давления на фильтре согласно рис. 1 приложения А.

7.2.5 Настроить калибратор тока на значение согласно точке 1 таблицы 3.

Т а б л и ц а 3 - Параметры настройки калибратора по силе тока

№	Значение силы тока, мА
1	5,0
2	12,0
3	20,0

7.2.6 Записать в протокол поверки блока измерений (приложение Б) среднеминутное значение давления, отображаемое в рабочем окне ПО «Монитор».

7.2.7 Повторить действия указанные в п. 7.2.5 - 7.2.6 для точек 2 – 3 таблицы 2.

7.2.8 Повторить действия указанные в п. 7.2.4 - 7.2.7 для 1 и 2 рабочих каналов давления и канала измерений температуры.

7.2.9 Проверка каналов вычисления объема сырой нефти, объема сырой нефти приведенной к стандартным условиям, объема свободного нефтяного газа, объема свободного нефтяного газа приведенного к стандартным условиям.

7.2.10 Подключить к генератору 1 и 2 импульсные каналы счетчиков «РИНГ» согласно схеме приведенной в приложения А.

7.2.11 При помощи ПО «Монитор» завести в блок измерений номер набора датчиков давления «0». Установить диапазон показаний датчика давления Р2 0..0,5 МПа.

7.2.12 Установить на генераторе частоту согласно точке 1 таблицы 4 и запустить генератор.

Т а б л и ц а 4 - Параметры настройки генератора по частоте

№	Частота по 1 каналу, Гц	Частота по 2 каналу, Гц
1	0,63	0,64
2	9,84	10

7.2.13 Настроить калибраторы тока на значения согласно точке 1 таблицы 5.

Т а б л и ц а 5 - Параметры настройки калибраторов

№	Значение силы тока по каналу температуры, мА	Значение силы тока по 1 каналу давления измерительной системы, мА	Значение силы тока по 2 каналу дифференциального давления измерительной системы, мА
1	10,25	9	8

2	8,8	15	20
---	-----	----	----

7.2.14 После окончания часового цикла измерения записать в протокол поверки блока измерений значения объема сырой нефти, объема сырой нефти приведенного к стандартным условиям, объема свободного нефтяного газа, объема свободного нефтяного газа приведенного к стандартным условиям (приложение Б).

7.2.15 Повторить действия указанные в п. 7.2.12 – 7.2.14 для точки 2 таблиц 3 и 4.

7.2.16 Эталонные значения представлены в таблицах 6, 7.

Т а б л и ц а 6 - Эталонные значения для каналов давления и температуры

№	Давление на фильтре, МПа	Давление 1 и 2 рабочих каналов, МПа	Температура, °С
1	0,351	0,250	минус 37,5
2	2,101	2,000	50,00
3	4,101	4,000	150,00

Т а б л и ц а 7 - Эталонные значения для каналов вычисления объемов.

№	Объем сырой нефти, л	Объем сырой нефти, приведенный к стандартным условиям, л	Объем свободного нефтяного газа в условиях измерения, л	Объем свободного нефтяного газа приведенный к стандартным условиям, м <sup>3</sup>
1	529,155	527,067	69,28	779,649
2	8862,267	8925,042	485,867	12544,928

7.3 Подтверждение соответствия программного обеспечения средства измерений.

7.3.1 Подтверждение соответствия ПО БИОИ-5.

Название и номер версии считать с экрана, запустив ПО «Монитор» (см. рисунок 1)

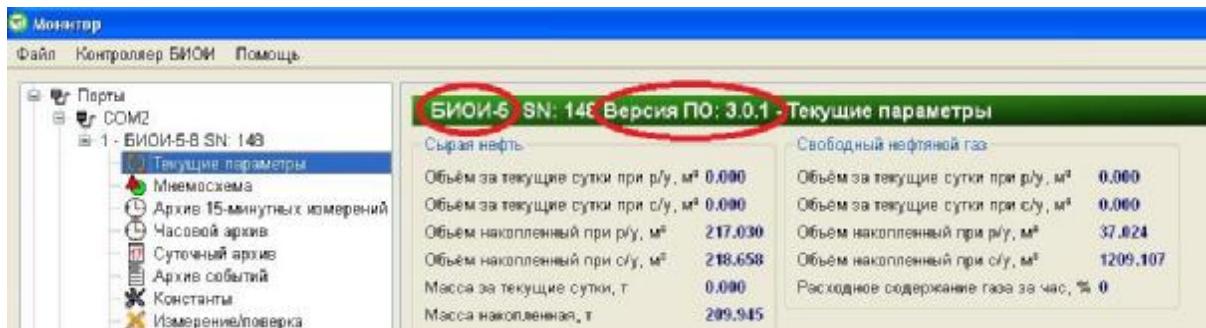


Рисунок 1

Цифровой идентификатор ПО считать с экрана, выбрав пункт «О программе» на панели оператора (см. рисунок 2) или в ПО «Монитор» меню «Помощь» пункт «О программе вычислителя».



Рисунок 2

### 7.3.2 Подтверждение соответствия ПО «Монитор».

Название, номер версии и цифровой идентификатор считать с экрана, запустив ПО «Монитор», выбрать меню «Помощь» пункт «О программе» (см. рисунок 3).

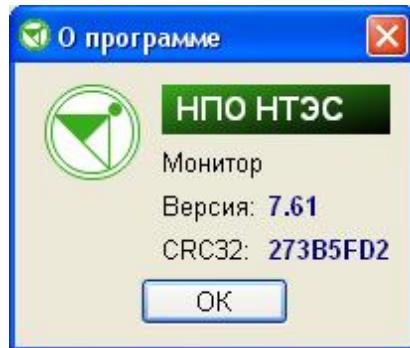


Рисунок 3

### 7.3.3 Подтверждение соответствия ПО Панель БИОИ-5.

Название и номер версии считать с экрана при включении панели оператора (см. рисунок 4).



Рисунок 4

Цифровой идентификатор ПО считать с экрана, выбрав пункт «О программе» на панели оператора (см. рисунок 5).



Рисунок 5

7.4 При проведении первичной поверки с применением ГЭТ 195-2011 на ГЭТ 195-2011 создается поток двухфазной смеси воды, заменителя нефти и газа (воздуха) комбинацией из трех значений содержания объемной доли воды (5 %, 30 % и 70 %), трех значений расхода смеси воды и заменителя нефти (2,5 т/ч, 3,0 т/ч, 3,5 т/ч) и трех расходов газа (воздуха) (1,5 м<sup>3</sup>/ч, 3,0 м<sup>3</sup>/ч, 6,0 м<sup>3</sup>/ч).

## 8 ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

8.1 После поверки всех элементов определяется погрешность установки по измерению объема сырой нефти, объема сырой нефти приведенного к стандартным условиям, объема свободного нефтяного газа и объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям.

8.2 Погрешность измерений объема сырой нефти  $d_{oc}$ , %, определить по формуле

$$d_{oc} = \pm 1,1 \sqrt{d_{\text{РИНГ1}}^2 + d_{\text{РИНГ2}}^2 + d_{\Delta}^2 + d_{\pi}^2 + d_{\epsilon}^2}, \quad (1)$$

где  $\delta_{\text{РИНГ1}}$  – относительная погрешность счетчика РИНГ стоящего до дросселя, %;

$\delta_{\text{РИНГ2}}$  – относительная погрешность счетчика РИНГ стоящего после дросселя, %;

$\delta_{\Delta}$  – относительная погрешность датчика давления, %;

$\delta_{\pi}$  – относительная погрешность датчика перепала давления, %;

$\delta_{\epsilon}$  – относительная погрешность БИОИ-5.

8.3 Погрешность измерений объема сырой нефти приведенного к стандартным условиям  $d_{ocy}$ , %, определить по формуле

$$d_{ocy} = \pm 1,1 \sqrt{d_{oc}^2 + (g^2 \cdot \Delta p^2 + b^2 \cdot \Delta t^2) \cdot 100^2 \% + d_{\epsilon}^2}, \quad (2)$$

где  $\delta_{oc}$  – погрешность измерений объема сырой нефти, %;

$\Delta p$  – абсолютная погрешность датчика давления, МПа;

$\gamma$  – коэффициент сжимаемости нефти равный 0,0007 1/МПа;

$\Delta t$  – абсолютная погрешность датчика температуры, °C;

$\beta$  – коэффициент объемного расширения нефти равный 0,00085 1/°C;

$\delta_{\epsilon}$  – относительная погрешность БИОИ-5.

8.4 Погрешность измерений объема свободного нефтяного газа в условиях измерений  $d_{\tilde{A}}$ , %, вычислить по формуле

$$d_{\tilde{A}} = \pm 1,1 \sqrt{d_{\text{РИНГ2}}^2 + d_{oc}^2 + d_{\epsilon}^2}, \quad (3)$$

8.5 Погрешность измерений объема свободного нефтяного газа приведенного к стандартным условиям  $d_{\tilde{V}}$ , %, вычислить по формуле

$$d_{\tilde{V}} = \pm 1,1 \sqrt{d_{\tilde{A}}^2 + d_{\Delta}^2 + d_{\pi}^2 + d_{\epsilon}^2}, \quad (4)$$

где  $\delta_T$  – относительная погрешность измерений температуры нефти, %.

#### 8.6 При проведении первичной поверки на ГЭТ 195

Относительную погрешность измерений объема сырой нефти в рабочих условиях  $dV_{ij}$ , %, определяют по формуле

$$dV_{ij} = \frac{V_{ij} - V_{ij}^{\vartheta}}{V_{ij}^{\vartheta}} \cdot 100\% \quad (5)$$

где  $V_i$  – объем смеси воды и заменителя нефти,  $\text{м}^3$ , измеренный установкой при i-м измерении;

$V_i^{\vartheta}$  – объем смеси воды и заменителя нефти,  $\text{м}^3$ , измеренный ГЭТ 195-2011 при i-м измерении.

Относительную погрешность измерений объема сырой нефти в стандартных условиях  $dV_i^{CY}$ , %, определяют по формуле

$$dV_i^{CY} = \frac{V_i^{CY} - V_i^{\vartheta,CY}}{V_i^{\vartheta,CY}} \cdot 100\% \quad (6)$$

где  $V_i^{CY}$  – объем смеси воды и заменителя нефти в стандартных условиях,  $\text{м}^3$ , измеренный установкой при i-м измерении;

$V_i^{\vartheta,CY}$  – объемный смеси воды и заменителя нефти в стандартных условиях,  $\text{м}^3$ , измеренный ГЭТ 195-2011 в j-й точке расхода при i-м измерении.

Относительную погрешность измерений свободного нефтяного газа в рабочих условиях  $dV_{ij}$ , %, определяют по формуле

$$dV_{ij} = \frac{V_{ij} - V_{ij}^{\vartheta}}{V_{ij}^{\vartheta}} \cdot 100\% \quad (7)$$

где  $V_i$  – объем газа (воздуха),  $\text{м}^3$ , измеренный установкой при i-м измерении;

$V_i^{\vartheta}$  – объем газа (воздуха),  $\text{м}^3$ , измеренный ГЭТ 195-2011 при i-м измерении.

Относительную погрешность измерений объема свободного нефтяного газа в стандартных условиях  $dV_i^{CY}$ , %, определяют по формуле

$$dV_i^{CY} = \frac{V_i^{CY} - V_i^{\vartheta,CY}}{V_i^{\vartheta,CY}} \cdot 100\% \quad (8)$$

где  $V_i^{CY}$  – объем газа (воздуха),  $\text{м}^3$ , измеренный установкой при i-м измерении;

$V_i^{\vartheta,CY}$  – объем газа (воздуха),  $\text{м}^3$ , измеренный ГЭТ 195-2011 при i-м измерении.

8.7 Предел допускаемой относительной погрешности установки в рабочем диапазоне расхода, %:

#### для установок точного исполнения:

- при измерении объема сырой нефти  $\pm 1,5$ ;
- при измерении объема сырой нефти, приведенного к стандартным условиям  $\pm 2,0$ ;
- при измерении объема свободного нефтяного газа  $\pm 4,0$ ;
- при измерении объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям  $\pm 5,0$ ;

#### для установок стандартного исполнения:

- по измерению объема сырой нефти  $\pm 5,0$ ;
- по измерению объема сырой нефти, приведенного к стандартным условиям  $\pm 6,0$ ;
- по измерению объема свободного нефтяного газа  $\pm 8,0$ ;
- по измерению объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям  $\pm 10,0$ .

8.8 Результаты поверки считаются положительными, если погрешность измерений не превышает значений, указанных в п.8.7.

8.9 Расчет погрешности вычислений блока измерений БИОИ-5.

8.9.1 Погрешность преобразования тока в единицы давления блоком измерений  $d_d$ , %, определить по формуле

$$d_d = \frac{P - P_0}{P_0} \cdot 100\% , \quad (9)$$

где  $P$  – давление, вычисленное блоком измерений, МПа;

$P_0$  – эталонное давление, МПа.

8.9.2 Погрешность преобразования тока в единицы температуры блоком измерений  $d_d$ , %, определить по формуле

$$d_d = \frac{T - T_0}{T_0} \cdot 100\% , \quad (10)$$

где  $T$  – температура, вычисленная блоком измерений,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$T_0$  – эталонная температура,  $^{\circ}\text{C}$ .

8.9.3 Погрешность вычисления объема сырой нефти  $d_{CH_{6u}}$ , %, вычислить по формуле

$$d_{CH_{6u}} = \frac{V_{CH} - V_{OH}}{V_{OH}} \cdot 100\% , \quad (11)$$

где  $V_{CH}$  – показания объема сырой нефти вычисленной блоком измерений, л;

$V_{OH}$  – эталонные показания объема сырой нефти (см. приложение Б), л.

8.9.4 Погрешность вычисления объема сырой нефти приведенного к стандартным условиям  $d_{H_{6u}}$ , %, вычислить по формуле:

$$d_{H_{6u}} = \frac{V_{HH} - V_{OH}}{V_{OH}} \cdot 100\% , \quad (12)$$

где  $V_{HH}$  – показания объема сырой нефти приведенной к стандартным условиям вычисленной блоком измерений, л;

$V_{OH}$  – эталонные показания объема сырой нефти приведенной к стандартным условиям (см. приложение Б), л.

8.9.5 Погрешность вычисления объема свободного нефтяного газа в условиях измерений  $d_{GP_{6u}}$ , %, вычислить по формуле:

$$d_{GP_{6u}} = \frac{V_p - V_{OP}}{V_{OP}} \cdot 100\% , \quad (13)$$

где  $V_p$  – объем свободного нефтяного газа в условиях измерения вычисленный блоком измерений, л;

$V_{OP}$  – эталонные показания объема свободного нефтяного газа в условиях измерения (см. приложение Б), л.

8.9.6 Погрешность вычисления объема свободного нефтяного газа приведенного к стандартным условиям  $d_{I_{6u}}$ , %, вычислить по формуле:

$$d_{I_{6u}} = \frac{V - V_0}{V_0} \cdot 100\% , \quad (14)$$

где  $V$  – объем свободного нефтяного газа приведенного к стандартным условиям вычисленный блоком измерений,  $\text{м}^3$ ;

$V_0$  – эталонные показания объема свободного нефтяного газа приведенного к стандартным условиям (см. приложение Б),  $\text{м}^3$ .

## 8.9.7 Пределы допускаемой относительной погрешности блока измерений:

• по преобразованию тока в единицы давления	в т. 1 таблицы 3	$\pm 0,4\%$ ;
	в т. 2-3 таблицы 3	$\pm 0,2\%$ ;
• по преобразованию тока в единицы температуры	в т. 1 таблицы 3	$\pm 0,4\%$ ;
	в т. 2-3 таблицы 3	$\pm 0,2\%$ ;
• по вычислению объема сырой нефти		$\pm 0,2\%$ ;
• по вычислению объема сырой нефти приведенного к стандартным условиям		$\pm 0,2\%$ ;
• по вычислению объема свободного нефтяного газа в условиях измерений		$\pm 0,2\%$ ;
• по вычислению объема свободного нефтяного газа приведенного к стандартным условиям		$\pm 0,4\%$ .

**9 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ**

9.1 Результаты определения метрологических характеристик блока измерений оформляются протоколом (см. приложение Б).

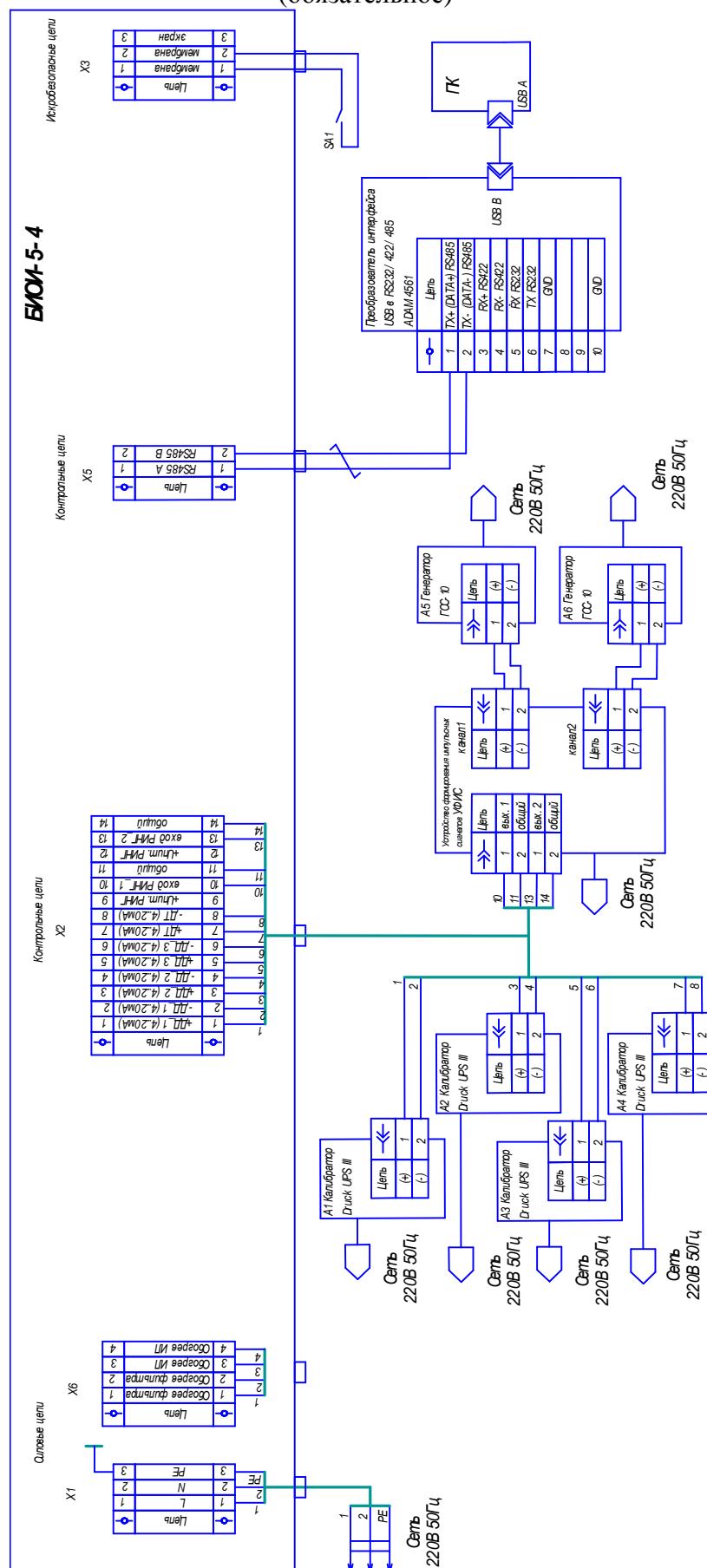
9.2 Результаты поверки установки оформляются протоколом (см. приложение В).

9.3 Положительные результаты поверки установки следует оформлять свидетельством о поверке с нанесением оттиска поверительного клейма или отметкой в паспорте.

9.4 При отрицательных результатах поверки, установка в комплекте или ее составные части возвращаются изготовителю для устранения дефектов, с последующим предъявлением на повторную поверку.

9.5 При отрицательных результатах поверки в эксплуатации, установка к применению не допускается. Выдаётся извещение о непригодности, поверительные клейма гасятся, а установка направляется на ремонт.

Приложение А. Схема подключения блока измерений БИОИ-5 при поверке установки  
(обязательное)



Приложение Б. Протокол определения метрологических характеристик БИОИ-5.  
(обязательное)

Протокол определения метрологических характеристик блока измерений БИОИ-5

Номер:

Дата изготовления:

Место проведения поверки:

Принадлежит:

Средства поверки:

1. Определение метрологических характеристик канала измерений давления на фильтре.

Таблица 1

№	Показания блока измерений, МПа	Эталонное значение давления, МПа	Погрешность, %
1			
2			
3			

Относительная погрешность вычисления давления, %: \_\_\_\_\_

Соответствует  Не соответствует (ненужное зачеркнуть).

2. Определение метрологических характеристик 1 канала давления измерительной системы.

Таблица 2

№	Показания блока измерений, МПа	Эталонное значение давления, МПа	Погрешность, %
1			
2			
3			

Относительная погрешность вычисления давления, %: \_\_\_\_\_

Соответствует  Не соответствует (ненужное зачеркнуть).

3. Определение метрологических характеристик 2 канала давления измерительной системы.

Таблица 3

№	Показания блока измерений, МПа	Эталонное значение давления, МПа	Погрешность, %
1			
2			
3			

Относительная погрешность вычисления давления, %: \_\_\_\_\_

Соответствует  Не соответствует (ненужное зачеркнуть).

4. Определение метрологических характеристик канала измерений температуры.

Таблица 4

№	Показания блока измерений, °C	Эталонное значение температуры, °C	Погрешность, %
1			
2			
3			

Относительная погрешность вычисления температуры, %: \_\_\_\_\_

Соответствует  Не соответствует (ненужное зачеркнуть).

## 5. Проверка канала вычисления объема сырой нефти.

Таблица 5

№	Объем сырой нефти вычисленный блоком измерений, л	Эталонное значение объема сырой нефти, л	Погрешность, %
1			
2			

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

Соответствует  Не соответствует (ненужное зачеркнуть).

## 6. Проверка канала вычисления объема сырой нефти приведенного к стандартным условиям.

Таблица 6

№	Объем сырой нефти, приведенный к стандартным условиям вычисленный блоком измерений, л	Эталонное значение объема сырой нефти приведенного к стандартным условиям, л	Погрешность, %
1			
2			

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

Соответствует  Не соответствует (ненужное зачеркнуть).

## 7. Проверка канала вычисления объема свободного нефтяного газа в рабочих условиях.

Таблица 7

№	Объем свободного нефтяного газа вычисленный блоком измерений, л	Эталонное значение объема свободного нефтяного газа, л	Погрешность, %
1			
2			

Относительная погрешность вычисления объема свободного нефтяного газа в рабочих условиях, %: \_\_\_\_\_

Соответствует  Не соответствует (ненужное зачеркнуть).

## 8. Проверка канала вычисления объема свободного нефтяного газа приведенного к стандартным условиям.

Таблица 8

№	Объем свободного нефтяного газа приведенный к стандартным условиям вычисленный блоком измерений, м <sup>3</sup>	Эталонное значение объема свободного нефтяного газа приведенного к стандартным условиям, м <sup>3</sup>	Погрешность, %
1			
2			

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

Соответствует  Не соответствует (ненужное зачеркнуть).

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

Дата \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Приложение В. Протокол поверки установки «СПЕКТР М»  
(обязательное)

Протокол поверки установки «СПЕКТР М»

Тип:

Заводской номер:

Тип и номер БИОИ

Принадлежит:

Дата изготовления:

Место проведения поверки:

Средства поверки

Условия поверки:

Температура окр. воздуха:

°С

Относительная влажность:

%

Атмосферное давление:

кПа

1. Внешний осмотр.

Установка «СПЕКТР М» требованиям НД

соответствует

не соответствует

(ненужное зачеркнуть).

2. Опробование.

Установка «СПЕКТР М» требованиям НД

соответствует

не соответствует

(ненужное зачеркнуть).

3. Определение метрологических характеристик.

Относительная погрешность установки по измерению:

объема сырой нефти, %

\_\_\_\_\_

объема сырой нефти приведённого к стандартным условиям, %

\_\_\_\_\_

объёма свободного нефтяного газа, %

\_\_\_\_\_

объёма свободного нефтяного газа, приведённого к стандартным условиям, %

\_\_\_\_\_

Установка «СПЕКТР М» требованиям НД

соответствует

не соответствует

(ненужное зачеркнуть).

4. Подтверждение соответствия программного обеспечения средства измерений

Программное обеспечение установки «СПЕКТР М» требованиям НД

соответствует

не соответствует

(ненужное зачеркнуть).

Поверено в соответствии с: УИС 03.00.00 МП, Установка измерительная «СПЕКТР М» Методика поверки.

Заключение: на основании результатов поверки установка «СПЕКТР М» к применению:

пригодна

не пригодна

(ненужное зачеркнуть).

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

Дата \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.