

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И
МЕТРОЛОГИИ

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НАУЧНЫЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИЙ ЦЕНТР
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ

ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
РАСХОДОМЕТРИИ (ГНМЦ ФГУП ВНИИР)

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР
Директор ФГУП ВНИИР

П. Иванов

2008 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Контроллеры измерительные FloBoss S600

Методика поверки

РАЗРАБОТАНА

ФГУП ВНИИР
Фирмой «Emerson Process Management»
Фирмой ООО «НПП «ГКС»

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП ВНИИР

Настоящая инструкция распространяется на контроллеры измерительные FloBoss S600 (далее - контроллеры) фирмы "Emerson Process Management Ltd.", Великобритания и устанавливает методику их первичной и периодической поверок.

Контроллеры осуществляют преобразование измерительных сигналов и вычисляют расход, массу и объем нефти, нефтепродуктов, жидких углеводородных сред, объемный расход и объем природного газа, приведенных к стандартным условиям, по результатам измерений рабочего (статического) давления, разности давлений и температуры на установленных в трубопроводах сужающих устройствах, а также с помощью объемных, массовых, вихревых, ультразвуковых расходомеров и счетчиков жидкости.

Межповерочный интервал - 2 года.

1 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

1.1. При проведении поверки выполняют следующие операции:

Таблица 1

Наименование операции	Номер пункта методики поверки	Проведение операции при:	
		первичной поверке	периодической поверке
1	2	3	4
Внешний осмотр	6.1	Да	Да
Опробование	6.2	Да	Да
Определение метрологических характеристик контроллеров: <ul style="list-style-type: none"> - основной, приведенной к верхней границе диапазона измерений, погрешности по каналу ввода аналоговых сигналов (тока); - основной, приведенной к верхней границе диапазона измерений, погрешности по каналу ввода напряжения; - абсолютной погрешности по каналу ввода частотных сигналов; - погрешности по каналу ввода и вывода импульсных сигналов; - погрешности по каналу измерения температуры для входа PRT/RTD; - относительной погрешности измерения времени; - относительной, при вычислении расхода, объема, массы. 	6.3	Да	Да
Оформление результатов поверки	7	Да	Да

1.2. Поверке не подлежат "протокольные" каналы ввода/вывода, такие как RS232, RS422/485 и другие как не вносящие дополнительной погрешности.

2 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

2.1 При проведении поверки применяют следующие средства поверки:

- термометр ртутный, диапазон измерений от 0 °С до 50 °С, цена деления 0,1 °С по ГОСТ 28498;
- барометр-анероид БАММ-1, диапазон измерений от 80 до 106,7 кПа, цена деления шкалы 100 Па по ТУ25-11.15135;
- психрометр ВИТ-1, диапазон измерений относительной влажности от 30 до 80 %, цена деления термометров 0,5 °С по ТУ25-11.1645;
- магазин сопротивлений Р4831, сопротивление до 111111,1 Ом, класс точности 0.02/2·10⁻⁶;
- калибратор-измеритель унифицированных сигналов эталонный ИКСУ-2000А, диапазон воспроизведения токового сигнала от 0 до 25 мА, пределы допускаемой абсолютной погрешности в режиме воспроизведения токового сигнала ±0,003 мА, по ТУ4381-031-13282997-00;
- калибратор постоянного напряжения и тока ПЗ20, диапазон измерений, 0-10 В, 0-100 мА, погрешность в режиме воспроизведения напряжения 0,0014 % ;
- генератор сигналов низкочастотный ГЗ 110, диапазон воспроизведения частот от 0,01 до 1999999,99 Гц, пределы допускаемой относительной погрешности ±0,5×10⁻⁷ %;
- счетчик импульсов с диапазоном частот входных сигналов от 1 Гц до 100 кГц, пределы допускаемой абсолютной погрешности ±1 импульс на 10000 импульсов;
- частотомер электронно-счетный ЧЗ-38;
- делитель частоты Ф5093, диапазон частот от 10 Гц до 10 МГц по ТУ 25-04-3084-76;
- персональный компьютер с программным обеспечением Config 600.

2.2 Применяемые при поверке средства измерений должны быть поверены и иметь действующие свидетельства о поверке или поверительные клейма.

2.3 Допускается применять другие средства измерений, обеспечивающие определение и контроль метрологических характеристик поверяемого контроллера с требуемой точностью.

3 ТРЕБОВАНИЯ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

3.1. При проведении поверки должны соблюдаться следующие требования:

- корпус контроллера, персонального компьютера и применяемых средств измерений должны быть заземлены в соответствии с их руководствами по эксплуатации;
- ко всем используемым средствам должен быть обеспечен свободный доступ для заземления, настройки и измерений;
- работы по соединению устройств должны выполняться до подключения к сети питания;
- к работе должны допускаться лица, имеющие необходимую квалификацию и обученные работе с контроллерами и правилам техники безопасности;
- указания, предусмотренные "Правилами технической эксплуатации электроустановок" и "Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок", а также инструкциями по эксплуатации оборудования, его компонентов и применяемых средств поверки.

4 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

4.1. При проведении поверки должны соблюдаться следующие условия:

- | | |
|---|--------------|
| - температура окружающего воздуха, °С: | от 18 до 28 |
| - относительная влажность воздуха, % | от 30 до 80 |
| - атмосферное давление, кПа | от 84 до 106 |
| - напряжение питания постоянного тока, В | от 20 до 32 |
| - изменение температуры окружающей среды за время поверки, °С, не более | 2 |
- Вибрация и внешнее магнитное поле отсутствуют.

5 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

Перед проведением поверки контроллера выполняют следующие подготовительные работы:

- 5.1 Проверяют комплектность эксплуатационной документации на контроллер.
- 5.2 Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке или поверительные клейма на используемые средства поверки.
- 5.3 Проверяют работоспособность контроллера и средств поверки в соответствии с руководством по эксплуатации.
- 5.4 Проводят монтаж средств поверки согласно структурным схемам.
- 5.5 Включают и прогревают контроллер и средства поверки не менее 30 минут.
- 5.6 Остальную подготовку проводят согласно требованиям документации изготовителя контроллера и руководствам по эксплуатации средств поверки.

6. ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

6.1 Внешний осмотр.

При внешнем осмотре должны быть установлены:

- комплектность контроллера;
- соответствие маркировки требованиям, предусмотренным эксплуатационной документацией;
- отсутствие механических повреждений, коррозии, нарушения покрытий, надписей и отсутствие других дефектов.

6.2 Опробование.

При опробовании проверяют работоспособность контроллера в соответствии с руководством по эксплуатации без определения метрологических характеристик при задании входных сигналов. Изменяя сигналы имитаторов, убеждаются во вводе и обработке их контроллером, контролируя значения параметров на дисплее контроллера.

6.3 Определение метрологических характеристик контроллера.

6.3.1 Определение основной, приведенной к верхней границе диапазона измерений, погрешности по каналу ввода аналоговых сигналов (тока) 0-20 мА или 4-20 мА.

6.3.1.1 При определении основной, приведенной к верхней границе диапазона измерений, погрешности по каналу ввода аналоговых сигналов в поверяемой точке устанавливают на входе измерительного канала значение входного сигнала X , соответствующего поверяемой точке диапазона измерений, и считывают значение выходного

сигнала Y с дисплея контроллера. Задается не менее пяти значений измеряемого параметра, равномерно распределенных в пределах диапазона, включая крайние точки диапазона.

6.3.2. Погрешность, приведенную к верхней границе диапазон измерений L , определяют по формуле:

$$\gamma = \frac{Y - X}{L} 100. \quad (1)$$

6.3.3. Результаты поверки считаются положительными, если рассчитанная погрешность по каналу ввода аналоговых сигналов не превышает 0,04 %.

6.3.4. Определение основной, приведенной к верхней границе диапазона измерений, погрешности по каналу ввода напряжения 0-5 В или 1-5 В.

Основную, приведенную к верхней границе диапазона измерений, погрешность по каналу ввода напряжения определяют согласно 6.3.1.1 по формуле (1).

Значение основной, приведенной к верхней границе диапазона измерений, погрешности по каналу ввода напряжения не должна превышать 0,005 %.

6.3.5. Определение абсолютной погрешности по каналу ввода частотных сигналов.

При определении погрешности каналов ввода частотных сигналов для каждого проверяемого значения подают на вход измерительного канала сигнал заданной формы и частоты от генератора сигналов, частота которого контролируется частотомером. Каналы ввода частотных сигналов плотности имитируют делителем частоты. Значения параметров контролируют по дисплею контроллера. Определение погрешности выполняют не менее, чем в пяти точках, равномерно распределенных в пределах диапазона измерений частоты периодических сигналов. Рассчитывают абсолютную погрешность измерительного канала.

Результаты поверки считаются положительными, если абсолютная погрешность не превышает 0,1 Гц.

6.3.6. Определение погрешности по каналу ввода и вывода импульсных сигналов.

С помощью генератора сигналов подают на вход измерительного канала последовательность импульсов не менее 10000, предусмотрев синхронизацию начала счета и запуска генератора сигналов, частота которого контролируется частотомером, количество импульсов - счетчиком импульсов. Амплитуда импульсов в пределах от 2,5 до 5,0 В. Фиксируют количество импульсов измерительного канала и генератора сигналов.

Результаты поверки считаются положительными, если количество импульсов, измеренное контроллером и заданное генератором сигналов, отличается не более, чем на 1 импульс на 10000 импульсов.

6.3.7. Определение погрешности по каналу измерения температуры для входа PRT/RTD.

6.3.7.1. Поверку каналов измерения температуры проводят в точках T_{\min} , $0,25T_{\max}$, $0,5T_{\max}$, $0,75T_{\max}$, T_{\max} . Значения T_{\min} и T_{\max} соответствуют нижнему и верхнему пределу настроенного диапазона. Диапазон температур от минус 100 °С до 300 °С.

6.3.7.2. При поверке каналов измерений температуры, работающих с термопреобразователями сопротивления, к контроллеру подключают магазин сопротивлений и устанавливают на нем сопротивление, имитирующее задаваемую температуру $T_{зад}$. Считывают с дисплея контроллера или дисплея подключенного персонального компьютера измеренную температуру $T_{изм}$. Значения сопротивлений, устанавливаемых на магазине сопротивлений, рассчитывают по ГОСТ 6651 для термопреобразователей сопротивления Pt 100 ($W_{100} = 1,3850$).

6.3.7.3. Рассчитывают относительную погрешность по каналу измерения температуры по формуле

$$\delta_T = \frac{T_{изм} - T_{зад}}{D} 100, \quad (2)$$

D - диапазон измерений температуры, °С.

6.3.7.4. Результаты поверки считают положительными, если рассчитанная погрешность не превышает 0,06 % для диапазона температур от минус 100 °С до 300 °С.

6.3.8 Определение относительной погрешности контроллера при измерении времени.

Определение погрешности контроллера при измерении времени проводят по сигналам точного времени. Продолжительность поверки 2 часа. Установить пункт меню «Дата и время». В начале шестого сигнала снимают показания времени с дисплея контроллера $\tau_{нач}$. Через 2 часа в начале шестого сигнала снимают показания времени с дисплея контроллера $\tau_{кон}$.

Определяют относительную погрешность измерения времени по формуле

$$\delta_T = \frac{\tau_{кон} - \tau_{нач} - 2}{2} 100. \quad (3)$$

Контроллер при измерении времени считается прошедшим поверку, если относительная погрешность не превышает 0,01 %.

6.3.9 Определение погрешности вычисления расхода при применении сужающих устройств.

6.3.9.1 Определение погрешности вычисления расхода проводят с помощью подключенного компьютера с загруженной программой Config фирмы-изготовителя. Подключение контроллеров к персональному компьютеру с установленным программным обеспечением и настройку контроллеров перед процедурой поверки производят в соответствии с эксплуатационной документацией фирмы-изготовителя.

6.3.9.2 Предварительно с помощью программного обеспечения в контроллер вводят следующие данные:

D_{20} – внутренний диаметр трубопровода при температуре 20 °С,

d_{20} – внутренний диаметр сужающего устройства при температуре 20 °С,

материал трубопровода, тип и состояние трубы,

материал сужающего устройства,

радиус закругления входной кромки сужающего устройства,

эквивалентную шероховатость измерительного трубопровода,

межповерочный интервал,

компонентный состав природного газа в молярных или объемных процентах.

Примечание – Сумма компонентов газа должна составлять 100 %.

6.3.9.3 С помощью программного обеспечения в контроллер вводят значения температуры и абсолютного давления природного газа, равномерно распределенные в диапазоне измерения, не менее трех значений по каждому параметру. Для каждой пары зна-

чений температуры и абсолютного давления вводят значения разности давлений (не менее трех) равномерно распределенные по всему настроенному диапазону измерения разности давлений. Выбирают метод расчета коэффициента сжимаемости газа.

Вычисленное значение объемного расхода природного газа в стандартных условиях $Q_{свнч}$ считывают с дисплея контроллера или дисплея подключенного персонального компьютера.

6.3.9.4 Рассчитывают относительную погрешность вычисления объемного расхода природного газа в стандартных условиях по формуле

$$\delta_{Q_v} = \frac{Q_{свнч} - Q_{срасч}}{Q_{срасч}} 100. \quad (4)$$

Значения $Q_{срасч}$ газа в стандартных условиях рассчитывают в соответствии с используемыми контроллером при вычислении расхода стандартами или нормативными документами, утвержденными в установленном порядке. При этом используются данные о свойствах конкретных сред, регламентированных в утвержденных в установленном порядке нормативных документах, и данных о конкретных измерительных трубопроводах и сужающих устройствах. Величина $Q_{срасч}$ рассчитывается вручную или при помощи вспомогательных средств (компьютера, калькулятора и т.п.). Допускается применять для расчета значений $Q_{срасч}$ программный комплекс «Расходомер ИСО» (Разработчик ФГУП ВНИИР), утвержденный в установленном порядке.

6.3.9.5 Результаты поверки считаются положительными, если рассчитанная погрешность δ_{Q_v} не превышает 0,01 %.

6.3.10 Определение погрешности вычисления объемного расхода и объема природного газа в стандартных условиях для расходомеров с частотным выходом.

6.3.10.1 Определение погрешности вычисления объемного расхода и объема природного газа в стандартных условиях по каналу ввода частотных сигналов контроллера для расходомеров производят подачей на вход проверяемого канала сигналов заданной формы и частоты от генератора сигналов, частота которого контролируется частотомером. Диапазон подаваемых значений частот от 0 до 10000 Гц. Амплитуда импульсов 2,5 В. Значение частоты, устанавливаемое на генераторе сигналов определяют по формуле

$$f = \frac{QK}{3600}, \quad (5)$$

где Q - значение расхода из рабочего диапазона расходомера, м³/ч;

K - коэффициент преобразования расходомера, введенный в контроллер, имп/м³.

6.3.10.2 Объемный расход природного газа в стандартных условиях вычисляют по формуле

$$Q_{v, расч} = Q_v \frac{\rho}{\rho_c}, \quad (6)$$

где Q_v - объемный расход природного газа при рабочих условиях;

ρ - плотность природного газа в рабочих условиях;

ρ_c - плотность природного газа в стандартных условиях.

6.3.10.3. Объем природного газа в стандартных условиях, вычисляют по формуле

$$V_{срасч} = \int_{\tau_n}^{\tau_k} Q_{v, расч} d\tau, \quad (7)$$

где τ_n, τ_k - начало и конец интервала времени измерений.

6.3.10.4 Плотность природного газа в стандартных условиях вычисляют в контроллере по полному компонентному составу по формуле (16) ГОСТ 30319.1

$$\rho_c = \rho_{c,u} / z_c, \quad (8)$$

где $\rho_{c,u}$ - плотность природного газа при стандартных условиях в идеально газовом состоянии;

z_c - фактор сжимаемости природного газа при стандартных условиях.

6.3.10.5 Плотность природного газа при стандартных условиях в идеально газовом состоянии вычисляют по формуле (19) ГОСТ 30319.1

$$\rho_{c,u} = 0,5831 \sum_i (k_i x_i) + 0,0838 + 1,7457 x_y + 1,0808 x_a \quad (9)$$

6.3.10.6 Фактор сжимаемости при стандартных условиях допускается определять при известном компонентном составе по формуле (20) ГОСТ 30319.1

$$z_c = 1 - \left[0,0458 \sum_i (k_i x_i) - 0,0022 + 0,0195 x_a + 0,075 x_y \right]^2, \quad (10)$$

где k_i - количество атомов углерода в i -м углеводородном компоненте ($C_k H_{2k+2}$) природного газа;

x_i - молярные доли компонента;

x_a - молярная доля азота;

x_y - молярная доля диоксида углерода.

6.3.10.7 Плотность природного газа при рабочих условиях вычисляют в контроллере по формуле (6) ГОСТ 30319.1

$$\rho = \rho_c p T_c / (p_c T K), \quad (11)$$

где p, T - давление и температура газа при рабочих условиях;

p_c, T_c - давление и температура газа при стандартных условиях по ГОСТ 2939,

($p_c = 0,101325$ МПа, $T_c = 293,15$ К);

K - коэффициент сжимаемости природного газа.

Коэффициент сжимаемости в соответствии с ГОСТ 30319.2 вычисляют по формуле

$$K = z / z_c, \quad (12)$$

где z - фактор сжимаемости природного газа при рабочих условиях.

6.3.10.8 При определении расхода природного газа в контроллере используются следующие методы расчета коэффициента сжимаемости: модифицированный метод NX 19 мод., модифицированное уравнение состояния GERG-91 мод., уравнение состояния AGA8-92DC, уравнение состояния ВНИЦ СМБ.

6.3.10.9 С помощью программного обеспечения в контроллер вводят следующие данные: компонентный состав природного газа, рабочие значения давления и температуры, один из методов расчета коэффициента сжимаемости.

6.3.10.10 Рассчитывают относительную погрешность вычисления объемного расхода природного газа в стандартных условиях по формуле

$$\delta_{Q_v} = \frac{Q_{v,выч} - Q_{v,расч}}{Q_{v,расч}} 100, \quad (13)$$

где $Q_{v, \text{выч}}$ - вычисленное значение объемного расхода природного газа в стандартных условиях на дисплее контроллера или на дисплее персонального компьютера;

$Q_{v, \text{расч}}$ - расчетное значение объемного расхода природного газа в стандартных условиях.

6.3.10.11 Результаты поверки считаются положительными, если рассчитанная погрешность δ_{Q_v} не превышает 0,01 %.

6.3.10.12 Относительную погрешность вычисления объема природного газа в стандартных условиях определяют по формуле

$$\delta_{V_c} = \frac{V_{\text{выч}} - V_{\text{расч}}}{V_{\text{расч}}} 100, \quad (14)$$

где $V_{\text{выч}}$ - вычисленное значение объема природного газа в стандартных условиях на дисплее контроллера или на дисплее персонального компьютера;

$V_{\text{расч}}$ - расчетное значение объема природного газа в стандартных условиях,

($V_{\text{расч}} = Q_{v, \text{расч}} \tau$, при определении расчетного значения объема в стандартных условиях время измерения $\tau = 3600$ с).

6.3.10.13 Результаты поверки считаются положительными, если рассчитанная погрешность δ_{V_c} не превышает 0,01 %.

6.3.10.14 Определение погрешности вычисления массы нефти, нефтепродуктов, жидких углеводородных сред массовыми и объемными расходомерами.

6.3.10.15 При подготовке к поверке контроллера для определения массы и объема нефти, нефтепродуктов, жидких углеводородных сред (далее – жидкость) в память контроллера вводят следующие параметры:

- значения коэффициентов преобразования преобразователей расхода (ПР);
- значения коэффициентов преобразователя плотности, взятые из сертификатов на преобразователи плотности;
- диапазоны измерений преобразователей температуры ($^{\circ}\text{C}$), давления (МПа) и влажностного содержания (% об.);
- плотность воды, содержащейся в нефти, нефтепродуктах, жидких углеводородных средах, кг/м^3 .

6.3.10.16 Определение погрешности вычисления массы брутто и массы нетто при использовании массовых расходомеров.

На генераторе устанавливают частоту следования импульсов 5000 Гц, значение частоты контролируют частотомером. На счетчике импульсов устанавливают количество импульсов 50000. Запускают режим поверки (измерений). Нажимают кнопку «Старт». Замыкают переключатель S1, после окончания счета импульсов его переводят в исходное положение. Регистрируют показания дисплея контроллера. Одновременно показания контроллера сравнивают с показанием дисплея компьютера.

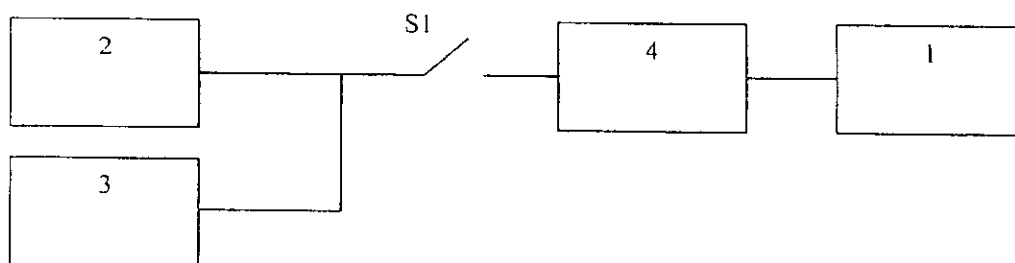


Рисунок 1

1 Поверяемый контроллер; 2 Генератор; 3 Частотомер; 4 Счетчик импульсов;
S1 Переключатель

6.3.10.16.1 Относительную погрешность контроллера $\delta_{\text{бг}}$ при вычислении массы брутто нефти, нефтепродуктов, жидких углеводородных сред определяют в процентах по формуле

$$\delta_{\text{бг}} = \frac{M_{\text{бг}} - M_{\text{бр}}}{M_{\text{бр}}} 100, \quad (15)$$

$M_{\text{бг}}$ - значение массы брутто по показаниям контроллера, т;

$M_{\text{бр}}$ - расчетное значение массы брутто, т, вычисленное по формуле

$$M_{\text{бр}} = 50000/K, \quad (16)$$

где K – коэффициент преобразования массового расходомера, имп/т.

Число измерений не менее трех.

6.3.10.16.2 Результаты проверки считаются положительными, если рассчитанная погрешность $\delta_{\text{бг}}$ не превышает 0,01 %.

6.3.10.16.3 Погрешность $\delta_{\text{нт}}$ вычисления массы нетто определяют по формуле

$$\delta_{\text{нт}} = \frac{M_{\text{нт}} - M_{\text{нр}}}{M_{\text{нр}}} 100, \quad (17)$$

где $M_{\text{нт}}$ - значение массы нетто по показаниям контроллера, т;

$M_{\text{нр}}$ - расчетное значение массы нетто, т, вычисленное по формуле

$$M_{\text{нр}} = M_{\text{бр}} \times \left(1 - \frac{W_{\text{вг}} + W_{\text{мг}} + W_{\text{хс}}}{100} \right), \quad (18)$$

где $W_{\text{вг}}$ - массовая доля воды в жидкости, %, рассчитанное по формуле

$$W_{\text{вг}} = \frac{\varphi_{\text{в}} \times \rho_{\text{в}}}{\rho}, \quad (19)$$

где $\varphi_{\text{в}}$ - объемная доля воды в жидкости, %;

$\rho_{\text{в}}$ - плотность воды при температуре определения массы брутто жидкости (нефти, нефтепродуктов, жидких углеводородных сред), кг/м³;

ρ - плотность жидкости при температуре определения массы брутто, кг/м³.

$W_{\text{мг}}$ - массовая доля механических примесей в жидкости, %;

$W_{\text{хс}}$ - массовая доля хлористых солей в жидкости, %, рассчитанное по формуле

$$W_{xc} = 0,1 \frac{\varphi_c}{\rho}, \quad (20)$$

где φ_c - концентрация хлористых солей в жидкости, мг/дм³ (г/м³).

Значения W_{mv} , W_{mn} , W_{xc} вводят с клавиатуры контроллера.

6.3.10.16.4 Результаты поверки считаются положительными, если рассчитанная погрешность δ_{vii} не превышает 0,01 %.

6.3.10.17 Определение погрешности вычисления объема, объема нетто, массы брутто и массы нетто, стандартного объема нефти, нефтепродуктов, жидких углеводородных сред объемными расходомерами (рисунок 1). Для имитации сигналов преобразователя плотности к контроллеру подключают делитель частоты или вводят значение плотности с клавиатуры контроллера.

6.3.10.17.1 При определении объема нефти, нефтепродуктов, жидких углеводородных сред применяют турбинные преобразователи расхода (далее – ТПР). Погрешность вычисления объема δ_v определяют в процентах по формуле

$$\delta_v = \frac{V_s - V_p}{V_p} 100, \quad (21)$$

где V_s - значение объема по показаниям контроллера, м³;

V_p - расчетное значение объема, м³.

6.3.10.17.2 Расчетное значение объема вычисляют по формуле

$$V_p = \frac{N}{K}, \quad (22)$$

где N - количество импульсов, накопленное ТПР, имп.;

K - коэффициент преобразования ТПР, введенный в память контроллера, имп/м³.
Число измерений не менее трех.

6.3.10.17.3 Результаты поверки считаются положительными, если рассчитанная погрешность δ_v не превышает 0,01 %.

6.3.10.17.4 Погрешность вычисления объема нетто δ_{vii} определяют в процентах по формуле

$$\delta_{vii} = \frac{V_{nv} - V_{np}}{V_{np}} 100, \quad (23)$$

где V_{nv} - значение объема нетто по показаниям контроллера, м³;

V_{np} - расчетное значение объема нетто, м³, вычисляют по формуле

$$V_{np} = V_p \times \left(1 - \frac{\varphi_a}{100} \right), \quad (24)$$

где φ_a - объемная доля воды в жидкости, %, значение вводят с клавиатуры контроллера.

6.3.10.17.5 Результаты поверки считаются положительными, если рассчитанная погрешность δ_{vii} не превышает 0,01 %.

6.3.10.17.6 Погрешность вычисления массы брутто определяют в процентах по формуле

$$\delta_{vii} = \frac{M_{ba} - M_{bp}}{M_{bp}} 100, \quad (25)$$

где $M_{\text{бв}}$ - значение массы брутто по показаниям контроллера, т;

$M_{\text{бр}}$ - расчетное значение массы брутто, т, вычисленное по формуле

$$M_{\text{бр}} = V_p \times \rho_{\text{пп}} \times 10^{-3}, \quad (26)$$

где $\rho_{\text{пп}}$ - значение плотности, приведенное к условиям ТПР, кг/м³.

Значение плотности, приведенное к условиям ТПР, кг/м³, определяют по формуле

$$\rho_{\text{пп}} = \rho_{15} \times \frac{\exp[-a_{15} \times (t_{\text{пп}} - 15) \times (1 + 0,8 \times a_{15} \times (t_{\text{пп}} - 15))]}{1 - b_{\text{пп}} \times P_{\text{пп}} \times 10}, \quad (27)$$

где

$$b_{\text{пп}} = 10^{-4} \times \exp\left[-1,6208 + 0,00021592 \times t_{\text{пп}} + \frac{0,87096 \times 10^6}{\rho_{15}^2} + \frac{4,2092 \times t_{\text{пп}} \times 10^3}{\rho_{15}^2}\right] \quad (28)$$

где $t_{\text{пп}}$, $P_{\text{пп}}$ - температура и давление в ТПР.

6.3.10.17.7 Погрешность $\delta_{\text{мн}}$ вычисления массы нетто определяют по формуле

$$\delta_{\text{мн}} = \frac{M_{\text{нв}} - M_{\text{нр}}}{M_{\text{нр}}} 100, \quad (29)$$

где $M_{\text{нв}}$ - значение массы нетто по показаниям контроллера, т;

$M_{\text{нр}}$ - расчетное значение массы нетто, т, вычисленное по формуле

$$M_{\text{нр}} = M_{\text{бр}} \times \left(1 - \frac{W_{\text{мв}}}{100}\right), \quad (30)$$

где $W_{\text{мв}}$ - массовая доля воды в жидкости, %, рассчитанное по формуле

$$W_{\text{мв}} = \frac{\varphi_{\text{в}} \times \rho_{\text{в}}}{\rho}, \quad (31)$$

где $\varphi_{\text{в}}$ - объемная доля воды в жидкости, %;

$\rho_{\text{в}}$ - плотность воды при температуре определения объема жидкости (нефти, нефтепродуктов, жидких углеводородных сред), кг/м³;

ρ - плотность жидкости при температуре определения объема жидкости, кг/м³.

6.3.10.17.8 Результаты поверки считаются положительными, если рассчитанная погрешность $\delta_{\text{мн}}$ не превышает 0,01 %.

6.3.10.18 Определение погрешности вычисления стандартного объема производят в процентах по формуле

$$\delta_{\text{вн}} = \frac{V_{\text{св}} - V_{\text{сп}}}{V_{\text{сп}}} 100, \quad (32)$$

где $V_{\text{св}}$ - значение стандартного объема по показаниям контроллера, м³;

$V_{\text{сп}}$ - расчетное значение стандартного объема, м³, рассчитанное по формуле

$$V_{\text{сп}} = \frac{M_{\text{нр}}}{\rho_{20}} \times 1000, \quad (33)$$

где ρ_{20} - значение плотности, приведенное к нормальным условиям ($t=20$ °С и $P_{\text{изб}}=0$).

6.3.10.18.1 Результаты поверки считаются положительными, если рассчитанная погрешность $\delta_{\text{вн}}$ не превышает 0,01 %.

7 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

7.1. Контроллер считается прошедшим поверку с положительным результатом, если погрешности всех измерительных каналов не выходят за установленные для них пределы.

7.2. Положительные результаты поверки оформляют свидетельством по ПР 50.2.006-94.

7.3. При отрицательных результатах поверки контроллеры не допускают к применению и выполняют процедуры, предусмотренные ПР 50.2.006-94.