

УТВЕРЖДАЮ

Директор ОП ГНМЦ  
АО «Нефтеавтоматика»



*M. S. Nemirov* М.С. Немиров

*08*

2018 г.

## ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений  
Система измерений количества и показателей качества нефти  
№ 1208 ЦПС ООО «РН-Ванкор»  
Методика поверки  
НА.ГНМЦ.0200-18 МП

**РАЗРАБОТАНА**

Обособленным подразделением Головной научный метрологический центр АО «Нефтеавтоматика» в г. Казань

(ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

**ИСПОЛНИТЕЛИ:**

Гордеев Е.Ю.,

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти №1208 ЦПС ООО «РН-Ванкор» (далее – СИКН) и устанавливает методику ее первичной и периодической поверки.

Интервал между поверками СИКН: один год.

## **1 Операции поверки**

При проведении поверки выполняют следующие операции:

- 1.1 Внешний осмотр (п.п. 6.1);
- 1.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (далее – ПО) СИКН (п.п. 6.2);
- 1.3 Опробование (п.п. 6.3);
- 1.4 Определение метрологических характеристик (далее – МХ):
  - 1.4.1 Определение МХ средств измерений (далее – СИ), входящих в состав СИКН (п.п. 6.4.1);
  - 1.4.2 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти (п.п. 6.4.2);
  - 1.4.3 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти (п.п. 6.4.3).

## **2 Средства поверки**

2.1 Установка трубопоршневая поверочная двунаправленная с диапазоном расходов от 199 до 1990 м<sup>3</sup>/ч и пределами допускаемой относительной погрешности измерений объема не более ±0,05 % (регистрационный № 12888-04).

2.2 Средства поверки в соответствии с документами на поверку средств измерений, входящих в состав СИКН.

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

## **3 Требования безопасности**

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

в области охраны труда и промышленной безопасности:

- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждены приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101;

- Трудовой кодекс Российской Федерации;

в области пожарной безопасности:

- СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

- «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», утверждены постановлением Правительства РФ №390 от 25.04.2012;

- СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;

- СП 5.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования»;

в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок:

- ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;

в области охраны окружающей среды:

- Федерального закона от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и других законодательных актов по охране окружающей среды, действующих на территории РФ.

#### **4 Условия поверки**

При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями НД на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

#### **5 Подготовка к поверке**

Подготовку к поверке проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН и НД на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

При подготовке к поверке проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и (или) знаков поверки на СИ, входящие в состав СИКН.

#### **6 Проведение поверки**

##### **6.1. Внешний осмотр**

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- комплектность СИКН должна соответствовать технической документации;
- на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;
- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствующими технической документации.

##### **6.2 Подтверждение соответствия ПО**

6.2.1 Проверка идентификационных данных ПО комплексов измерительно-вычислительных «SyberTrol» (далее – ИВК).

6.2.1.1 Чтобы определить идентификационные данные необходимо на панели ИВК из основного меню нажать кнопку «Alt». Далее используя клавиши «↑» и «↓» переместиться в 9 пункт «9. Версия ПО ...» и нажать клавишу «Enter». В появившемся окне «Версия программного обеспечения» в верхней части первой колонки приведено идентификационное наименование ПО, в первой строке отображается номер версии ПО, во второй строке – цифровой идентификатор ПО.

6.2.1.2 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКН и полученные в ходе выполнения п. 6.2.1.1 идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО ИВК СИКН программному обеспечению, зафиксированному во время проведения испытаний в целях утверждения типа, в противном случае результаты поверки признают отрицательными.

6.2.2 Проверка идентификационных данных ПО АРМ оператора «Sybervisor».

6.2.2.1 Чтобы определить идентификационные данные необходимо провести перезагрузку управляющего компьютера. В процессе загрузки на экране монитора управляющего компьютера отображается идентификационное наименование ПО.

6.2.2.2 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКН и полученные в ходе выполнения п. 6.2.1.1 идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО АРМ оператора «Sybervisor» программному обеспечению, зафиксированному во время проведения испытаний в целях утверждения типа, в противном случае результаты поверки признают отрицательными.



### 6.3 Опробование

Опробование проводят в соответствии с НД на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

### 6.4 Определение МХ

6.4.1 Определение МХ СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Перечень НД на поверку СИ

| Наименование СИ  | НД  |
|--|---|
| Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM                  | МИ 1974-04 Рекомендация. ГСИ. Преобразователи расхода турбинные. Методика поверки<br>МИ 3380-2012 ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой  |
| Преобразователи давления измерительные 3051S                     | Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные 3051S производства фирмы Emerson Process Management (Rosemount). Методика поверки, утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 17.12.02г.   |
| Датчики температуры 3144P  | Инструкция. Датчики температуры 644, 3144P. Методика поверки, согласована с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в августе 2008г.<br>Преобразователи измерительные 248, 644, 3144P, 3244MV фирм Rosemount, Inc., США, Emerson Process Management Temperature GmbH, Германия, Emerson Process Management Asia Pacific Pte Ltd, Сингапур. Методика поверки, утверждена ФГУП «ВНИИМС» 25.10.2004г. |
| Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835            | МИ 2816 ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации   |
| Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные 7829 | МИ 2391-97 Рекомендация. ГСИ. Вискозиметр поточный фирмы «Solartron Transducers» (Англия). Методика поверки РД 50-294-81 Методические указания. Плотномеры вибрационные. Методы и средства поверки  |
| Влагомеры поточные модели L                                      | Рекомендация. ГСИ. Влагомеры поточные моделей L, M, F фирмы «Phase Dynamics, Inc» (США). Методика поверки, утверждена ГНМЦ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 23.05.2003г.  |

| Наименование СИ                                     | НД   |
|---|--|
| Установка трубопоршневая поверочная двунаправленная | МИ 1972-95 Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников<br>МИ 2036 Рекомендация. ГСИ. Вторичная аппаратура трубопоршневых поверочных установок производства ВНР, СФРЮ, фирмы А.О.Смит, Бопп и Ройтер, Сапфир-32. Методика поверки |
| Комплексы измерительно-вычислительные «SyberTrol»   | Инструкция. ГСИ. Измерительно-вычислительные комплексы «SyberTrol». Методика поверки, утверждена ФГУП «ВНИИМС» в 1997г.<br>Инструкция. ГСИ. Комплекс измерительно-вычислительный «SYBERTROL» фирмы Smith Meter INC., США. Методика поверки, утверждена ГНМЦ ВНИИР 06.12.2002г.                                       |
| Термометры  | ГОСТ 8.279-78 ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки  |
| Манометры   | МИ 2124-90 ГСИ. Манометры, вакуумметры, напорометры, тягометры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки  |

При замене средств измерений, входящих в состав СИКН, на аналогичные средства измерений утвержденного типа с аналогичными или лучшими метрологическими характеристиками (с оформлением акта в установленном на предприятии владельце СИКН порядке) допускается определение МХ таких СИ, проводить в соответствии с НД на поверку, указанном в описании типа этих СИ.

#### 6.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти  $\delta M_{бр}$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_{бр} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta V^2 + G^2 \cdot (\delta \rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_{\rho}^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_V^2 + \delta N^2}, \quad (1)$$

- где  $\delta V$  - относительная погрешность измерений объема нефти, %;  
 $\delta N$  - относительная погрешность СОИ при вычислении массы нефти, %;  
 $\delta \rho$  - относительная погрешность измерений плотности нефти, %;  
 $\beta$  - коэффициент объемного расширения нефти,  $1/^\circ\text{C}$ , приведен в Таблица 1;  
 $\Delta T_{\rho}, \Delta T_V$  - абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях его плотности и объема соответственно,  $^\circ\text{C}$   
 $G$  - коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_V}{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_{\rho}}. \quad (2)$$

Относительную погрешность измерений плотности нефти вычисляют по формуле

$$\delta\rho = \frac{\Delta\rho}{\rho_{min}} \cdot 100, \quad (3)$$

где  $\Delta\rho$  - абсолютная погрешность поточного плотномера, кг/м<sup>3</sup>;  
 $\rho_{min}$  - минимальное значение плотности нефти, кг/м<sup>3</sup>.

Т а б л и ц а 2 – Коэффициенты объемного расширения нефти в зависимости от её плотности

| $\rho$ , кг/м <sup>3</sup> | $\beta$ , 1/°C | $\rho$ , кг/м <sup>3</sup> | $\beta$ , 1/°C |
|----------------------------|----------------|----------------------------|----------------|
| 830,0-839,9                | 0,00086        | 860,0-869,9                | 0,00079        |
| 840,0-849,9                | 0,00084        | 870,0-879,9                | 0,00076        |
| 850,0-859,9                | 0,00081        | 880,0-889,9                | 0,00074        |

Значения относительной погрешности измерений массы брутто нефти не должны превышать  $\pm 0,25\%$ .

6.4.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти.

Относительную погрешности измерений массы нетто нефти вычисляют по формуле

$$\delta M_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta M_{бр}}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{мп}^2 + \Delta W_{xc}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{мп} + W_{xc}}{100}\right)^2}} \quad (4)$$

где  $\delta M_{бр}$  - пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %;

$\Delta W_B$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %;

$\Delta W_{мп}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %;

$\Delta W_{xc}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %;

$W_B$  - массовая доля воды в нефти, %;

$W_{мп}$  - массовая доля механических примесей в нефти, %;

$W_{xc}$  - массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$W_{xc} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{xc}}{\rho}, \quad (5)$$

где  $\varphi_{xc}$  - массовая концентрация хлористых солей в нефти, определенная в лаборатории по ГОСТ 21534-76, мг/дм<sup>3</sup>;

$\rho$  - плотность нефти, измеренная поточным плотномером и приведенная к температуре и давлению при условиях измерения объема, кг/м<sup>3</sup>.

Абсолютные погрешности измерений в лаборатории массовой доли воды, механических примесей, хлористых солей определяют в соответствии с ГОСТ 33701-2015.

Для доверительной вероятности  $P = 0,95$  и двух измерениях соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность измерений ( $\Delta$ , % массы) вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - \frac{r^2}{2}}}{\sqrt{2}}, \quad (6)$$

где  $R$  и  $r$  - воспроизводимость и сходимость (повторяемость) метода



определения соответствующего показателя качества нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477-65, ГОСТ 6370-83, ГОСТ 21534-76.

Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 принимают равной удвоенному значению сходимости (повторяемости)  $r$ , % массы. Значение сходимости (повторяемости)  $r_{xc}$ , выраженное по ГОСТ 21534-76 в мг/дм<sup>3</sup>, переводят в % массы по формуле

$$r = \frac{0,1 \cdot r_{xc}}{\rho}, \quad (7)$$

где  $r_{xc}$  - сходимость (повторяемость) метода по ГОСТ 21534-76, мг/дм<sup>3</sup>.

Значения относительной погрешности измерений массы нетто нефти не должны превышать  $\pm 0,35\%$ .

## 7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в соответствии с требованиями документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного приказом Минпромторга России № 1815 от 02.07.2015 г. На оборотной стороне свидетельства о поверке системы указывают:

- наименование измеряемой среды;
- значения пределов относительной погрешности измерений массы брутто и массы нетто нефти и соответствующий им диапазон расходов (по свидетельствам о поверке на преобразователи расхода);
- идентификационные признаки программного обеспечения СИКН (допускается оформлять протоколом, прилагаемым к свидетельству о поверке как обязательное приложение, см. приложение А).

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

7.2 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности к применению в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным приказом Минпромторга России № 1815 от 02.07.2015 г.



Приложение А  
(рекомендуемое)

Форма протокола подтверждения соответствия ПО СИКН

Место проведения поверки: \_\_\_\_\_

Наименование СИ: \_\_\_\_\_

Заводской номер СИ: № \_\_\_\_\_

Таблица 1 Идентификационные данные ПО ИВК «SyberTrol»

| Идентификационные данные                  | Значение, полученное во время поверки СИКН | Значение, указанное в описании типа СИКН |
|---|--|--|
| Идентификационное наименование ПО         |  |  |
| Номер версии (идентификационный номер ПО) |  |  |
| Цифровой идентификатор ПО                 |  |  |
| Другие идентификационные данные           |  |  |

Таблица 2 Идентификационные данные ПО АРМ оператора «Sybervisor»

| Идентификационные данные                  | Значение, полученное во время поверки СИКН | Значение, указанное в описании типа СИКН |
|---|--|--|
| Идентификационное наименование ПО         |  |  |
| Номер версии (идентификационный номер ПО) |  |  |
| Цифровой идентификатор ПО                 |  |  |

Заключение: ПО СИКН соответствует/не соответствует ПО, зафиксированному во время испытаний в целях утверждения типа СИКН.

Должность лица проводившего поверку:

\_\_\_\_\_

(подпись)

\_\_\_\_\_

(инициалы, фамилия)

Дата поверки:

« \_\_\_\_ »

\_\_\_\_\_ 20\_\_ г.