

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 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. 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 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. 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/°С, приведен в Таблица 1;  
 $\Delta T_{\rho}, \Delta T_V$  - абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях его плотности и объема соответственно, °С  
 $G$  - 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

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

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

$\Delta W_{в}$  - 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, %;

$W_{в}$  - 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

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

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.