

УТВЕРЖДАЮ

Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»



M. S. Nemirov
М.С. Немиров

08 2020 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой в составе
малогабаритной блочной сепарационно-наливной установки (МБСНУ)

Бузеровского месторождения

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0222-18 МП

с изменением №1

РАЗРАБОТАНА

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

(ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Березовский Е.В., к.т.н,

Сафиуллина А.Р.

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой в составе малогабаритной блочной сепарационно-наливной установки (МБСНУ) Бузеровского месторождения (далее – СИКНС) и устанавливает методику ее первичной и периодической поверки.

Интервал между поверками СИКНС: четыре года.

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) СИКНС (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 СИКНС (п.п. 6.4.1);
 - 1.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы сырой нефти (п.п. 6.4.2);
 - 1.4.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти (п.п. 6.4.3).

2 Средства поверки

2.1 Установка поверочная счетчиков жидкости «УПСЖ-400/1500» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 31154-06). Предел относительной погрешности измерений объема 0,05 %.

2.2 Термометры сопротивления платиновые вибропрочные эталонные ПТСВ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 32777-06). Предел допускаемой доверительной абсолютной погрешности $\pm 0,04$ °С.

(Измененная редакция, Изм. №1)

2.3 Термостаты переливные прецизионные ТПП-1.0 и ТПП-1.3 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 33744-07), нестабильность поддержания температуры $\pm 0,01$ °С.

2.4 Калибраторы давления пневматические Метран-505 Воздух (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 42701-09), предел допускаемой погрешности класса точности 0,015 составляет $\pm 0,015$ %.

(Измененная редакция, Изм. №1)

2.5 Манометры грузопоршневые МП-60М, класс точности 0,01 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 47334-11), предел допустимой относительной погрешности $\pm 0,01$ %.

2.6 Другие эталонные и вспомогательные СИ – в соответствии с нормативными документами (НД) на поверку СИ, входящих в состав СИКНС.

2.7 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 СИКНС.

5 Подготовка к поверке

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

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

6 Проведение поверки

6.1. Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКНС следующим требованиям:

- комплектность СИКНС должна соответствовать технической документации;

- на компонентах СИКНС не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;

- надписи и обозначения на компонентах СИКНС должны быть четкими и соответствующими технической документации.

6.2 Подтверждение соответствия ПО.

6.2.1 Проверка идентификационных данных ПО контроллера измерительного FloBoss S600+ и ПО АРМ Оператора МБСНУ Бузеровского месторождения.

Чтобы определить идентификационные данные для АРМ Оператора МБСНУ Бузеровского месторождения необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры.

Для проверки соответствия эталонной и текущей контрольной суммы необходимо запустить файл сценария данной проверки «check.vbs». В случае совпадения контрольных сумм появится окно с сообщением: «Контрольная сумма совпадает». В противном случае открывается файл «Hash.txt», в котором выведена текущая контрольная сумма исполняемого кода и эталонная.

Идентификационные данные для FloBoss S600+ определяют в соответствии с порядком, изложенным в МП 0392-13-2016.

Занести информацию в соответствующие разделы протокола.

6.2.2 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКНС и полученные в ходе выполнения п.6.2.1, идентичны, то делают вывод о

подтверждении соответствия ПО СИКНС 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 СИКНС.

6.4 Определение МХ

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

Таблица 1 – Перечень НД на поверку СИ

Наименование СИ	НД
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF300	МП 45115-16 «Счетчики расходомеры массовые Micro. Методика поверки» с изменением №1, утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 22 декабря 2016г.
Датчик давления Метран-150 модели TG2	МП 4212-012-2013 «Датчики давления Метран-150. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ», ноябрь 2013г.
Преобразователь измерительный Rosemount 644	12.5314.000.00 МП «Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144Р. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в декабре 2013г.
Термопреобразователь сопротивления Rosemount 0065	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»
Влагомер сырой нефти ВСН-ПИК	МИ 3303-2011 «ГСИ. Влагомеры нефти поточные. Методика поверки» (с изменением №1 от 30.01.2012г., №2 от 06.03.2012г.)
Контроллер измерительный FloBoss S600+	МП 0392-13-2016 «Контролеры измерительные FloBoss S600+. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИР» 15 февраля 2016г.

Допускается применение методик поверки на СИ, утвержденных при их испытании (приведенных в описании типа СИ, входящих в состав СИКНС).

Возможно проведение поверки отдельных автономных блоков в виде средств измерений, входящих в состав СИКНС, для меньшего числа измеряемых величин или на меньшем числе поддиапазонов.

6.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы сырой нефти.

При прямом методе динамических измерений за погрешность измерений массы сырой нефти принимают относительную погрешность измерений счётчика-расходомера массового (МПР)

$$\delta_{МПР} = \sqrt{\delta_0^2 + \delta_{dT}^2 + \delta_{dP}^2}, \quad (1)$$

где

δ_0 – основная относительная погрешность МПР, %;

δ_{dT} – дополнительная относительная погрешность измерений массы МПР, связанная с изменением температуры измеряемой среды (влияние температуры можно компенсировать обнулением показаний при условиях технологического процесса), вычисляют по формуле

$$\delta_{dT} = \delta_{\Delta T} \cdot \frac{|T_k - T|}{\Delta T}, \quad (2)$$

где

- $\delta_{\Delta T}$ – дополнительная относительная погрешность измерений массового расхода и массы жидкости, вызываемая изменением температуры измеряемой среды от температуры, при которой была проведена калибровка, на каждый 1 °С, % от максимального расхода/1 °С (принимается равной 0,0005 %);
- T_k – температура рабочей среды, при которой проводится поверка (калибровка), °С;
- T – температура измеряемой среды, °С;
- ΔT – диапазон температур, для которого нормирована дополнительная относительная погрешность измерений массы МПР, связанная с изменением температуры измеряемой среды, °С (принимает равным 1 °С);
- δ_{dP} – дополнительная относительная погрешность измерений массы МПР, связанная с изменением давления измеряемой среды (это влияние можно скорректировать с помощью динамического ввода давления), вычисляются по формуле

$$\delta_{dP} = \delta_{\Delta P} \cdot \frac{|P_k - P|}{\Delta P}, \quad (3)$$

где

- $\delta_{\Delta P}$ – дополнительная относительная погрешность измерений массового расхода и массы жидкости, вызываемая отклонением давления измеряемой среды от давления калибровки, без применения функции компенсации влияния давления на каждый 1 бар (изб.), %/1 бар (изб.) (принимается равной -0,009 %);
- P_k – давление рабочей среды, при котором проводится поверка (калибровка), МПа;
- P – давление измеряемой среды, МПа;
- ΔP – диапазон давления, для которого нормирована дополнительная относительная погрешность измерений массы МПР, связанная с изменением давления измеряемой среды, МПа (принимает равным 0,1 МПа).

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

6.4.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти.

Относительную погрешность измерений массы нетто сырой нефти δM_H , %, вычисляют по формуле

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

где

- δM_{CH} – относительная погрешность измерения массы сырой нефти, %;
- ΔW_B – абсолютная погрешность измерения массовой доли воды в сырой нефти, %;

- $\Delta W_{\text{рг}}$ – абсолютная погрешность измерения массовой доли растворенного газа в сырой нефти, %;
- $\Delta W_{\text{мп}}$ – абсолютная погрешность измерения массовой доли механических примесей в сырой нефти, %;
- $\Delta W_{\text{хс}}$ – абсолютная погрешность измерения массовой доли хлористых солей в сырой нефти, %;
- $W_{\text{в}}$ – массовая доля пластовой воды в сырой нефти, %, вычисляют по формуле (в случае выхода из строя влагомеров измеряют в лаборатории по ГОСТ 2477-2014 или аттестованной в установленном порядке методике измерений ФР.1.31.2014.17851)

$$W_{\text{в}} = \frac{\varphi \cdot \rho_{\text{в}}^{15}}{\rho_{\text{сн}}^{15}}, \quad (5)$$

где

- φ – объемная доля пластовой воды в сырой нефти, %. Измеряют поточным влагомером, установленным на ИЛ;
- $\rho_{\text{в}}^{15}$ – плотность пластовой воды, кг/м^3 , при 15 °С и избыточном давлении равном «0» измеренная в лаборатории;
- $\rho_{\text{сн}}^{15}$ – плотность сырой нефти, кг/м^3 , при 15 °С и избыточном давлении равном «0» измеренная в лаборатории;
- $W_{\text{рг}}$ – массовая доля растворенного газа в сырой нефти, %. Вычисляют по формуле

$$W_{\text{рг}} = \frac{\varphi_{\text{рг}} \cdot \rho_{\text{рг}}}{\rho_{\text{сн}}^{20}} \cdot 100\%, \quad (6)$$

где

- $\varphi_{\text{рг}}$ – объемная доля растворенного газа в единице объема сырой нефти на СИКНС, при 20 °С и избыточном давлении равном «0», $\text{м}^3/\text{м}^3$, определяется по МИ 2575-2000 «ГСИ. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика выполнения измерений»;
- $\rho_{\text{рг}}$ – плотность газа, кг/м^3 , при 20 °С и избыточном давлении равном «0» измеренная в лаборатории (измеренная по аттестованной в установленном порядке методике измерений);
- $\rho_{\text{сн}}^{20}$ – плотность нефти, кг/м^3 , при 20 °С и избыточном давлении равном «0» измеренная в лаборатории;
- $W_{\text{мп}}$ – массовая доля механических примесей в сырой нефти, %. Определяют в лаборатории в соответствии с ГОСТ 6370-83;
- $W_{\text{хс}}$ – массовая доля хлористых солей в сырой нефти, %, вычисляемая по формуле

$$W_{\text{хс}} = \frac{0,1 \cdot \varphi_{\text{хс}}}{\rho_{\text{сн}}^{20}}, \quad (7)$$

- где $\varphi_{\text{хс}}$ – массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм^3 , измеренная в лаборатории по ГОСТ 21534-76.

Абсолютную погрешность измерения массовой доли воды в сырой нефти $\Delta W_{\text{в}}$, %,

- при расчете массовой доли воды по измеренному значению влагосодержания с помощью поточного влагомера, в случае измерений плотности пластовой воды и плотности сырой нефти в лаборатории с погрешностью не более $\pm 1,1 \text{ кг/м}^3$ абсолютную погрешность измерения массовой доли воды в сырой нефти допустимо вычислять по формуле

$$\Delta W_B = \frac{\Delta \varphi \cdot \rho_B^{15}}{\rho_{CH}^{15}} \quad (8)$$

- при измерении в лаборатории по ГОСТ 2477-2014 допустимо вычислять по формуле

$$\Delta W_B = \pm \frac{\sqrt{R_B^2 - r_B^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (9)$$

где R_B и r_B – воспроизводимость и сходимость метода определения массовой доли воды, берут из ГОСТ 2477-2014, % массы;

- при измерении в лаборатории по методике измерений ФР.1.31.2014.17851 «Методика измерений объемной доли воды в нефти добытой комбинированным методом» принимают в соответствии с показателями точности, установленными в методике измерений.

Абсолютную погрешность измерения массовой доли растворенного газа в сырой нефти ΔW_{pg} , %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{pg} = \frac{\delta_{pg} \cdot \varphi_{pg} \cdot \rho_{pg}}{\rho_{CH}^{20}} \cdot 100\% \quad (10)$$

где

δ_{pg} – основная относительная погрешность измерений растворенного газа, м³/м³.

Абсолютную погрешность измерений в лаборатории массовой доли механических примесей, $\Delta W_{мп}$, % массы, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{мп} = \pm \frac{\sqrt{R_{мп}^2 - r_{мп}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (11)$$

где $R_{мп}$ и $r_{мп}$ – воспроизводимость и сходимость метода определения массовой доли механических примесей, берут из ГОСТ 6370-83, % массы.

Абсолютную погрешность измерений в лаборатории массовой доли хлористых солей, ΔW_{xc} , % массы, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{xc} = \pm \frac{\sqrt{R_{xc}^2 - r_{xc}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (12)$$

где R_{xc} и r_{xc} – воспроизводимость и сходимость метода определения массовой доли хлористых солей, % массы.

Воспроизводимость метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 принимают равной удвоенному значению сходимости r , % массы. Значение сходимости r_{xc} , выраженное по ГОСТ 21534-76 в мг/дм³, переводят в % массы по формуле

$$r_{xc}[\%] = \frac{0,1 \cdot r_{xc}[\text{мг/дм}^3]}{\rho_{CH}^{20}}, \quad (13)$$

где r_{xc} – сходимость метода по ГОСТ 21534-76, мг/дм³.

Значения относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти:

- в диапазоне массовой доли воды (при измерении содержания воды в сырой нефти в лаборатории) не должны превышать:

от 0,2 до 10% включ.	±2,5%;
от 10 до 20% включ.	±4,0%;
от 20 до 50% включ.	±7,5%;
от 50 до 70% включ.	±14,0%;

от 70 до 85% включ.	±30,5%;
от 85 до 90% включ.	±47,0%;
- в диапазоне объемной доли воды (при измерении содержания воды в сырой нефти влагомером) не должны превышать:	
от 0,2 до 5% включ.	±2,5%;
от 5 до 30% включ.	±3,0%;
от 30 до 90% включ.	±14,0%.

6.4.3 (Измененная редакция, Изм. №1)

7 Оформление результатов поверки

7.1 Результаты идентификации программного обеспечения оформляют протоколом по форме, приведенной в приложении А.

7.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКНС 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 относительной погрешности измерений массы сырой нефти и массы нетто сырой нефти, и соответствующий им диапазон расходов массы сырой нефти (по свидетельствам о поверке на счётчики-расходомеры массовые);
- идентификационные признаки программного обеспечения СИКНС.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС.

7.3 При отрицательных результатах поверки СИКНС 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 2.07.2015 г.

Форма протокола подтверждения соответствия программного обеспечения СИКНС

Протокол № _____
подтверждения соответствия программного обеспечения СИКНС

Место проведения поверки: _____

Наименование СИ: _____

Заводской номер СИ: № _____

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО контроллера измерительного FloBoss S600+

Идентификационные данные (признаки)	Значение, указанное в описании типа СИКНС	Значение, полученное во время проведения поверки СИКНС
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер) ПО		
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)		
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО		

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО АРМ Оператора МБСНУ Бузеровского месторождения

Идентификационные данные (признаки)	Значение, указанное в описании типа СИКНС	Значение, полученное во время проведения поверки СИКНС
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер) ПО		
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)		
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО		

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

Должность лица проводившего поверку: _____

(подпись)

(инициалы, фамилия)

Дата поверки: « ____ » _____ 20__ г.