

УТВЕРЖДАЮ

**Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»**



М.С. Немиров

2018 г.

ИНСТРУКЦИЯ

**Государственная система обеспечения единства измерений
Система измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС
(ДНС-15) Фестивального месторождения**

**Методика поверки
НА.ГНМЦ.0302-18 МП**

РАЗРАБОТАНА

Обособленным подразделением Головной научный
метрологический центр АО «Нефтеавтоматика» в
г. Казань
(ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Целищева Е.Ю.,
Сайфугалиев Б.Ш.

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС (ДНС-15) Фестивального месторождения (далее – СИКНС) и устанавливает методику ее первичной и периодической поверки.

Интервал между поверками СИКНС: 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) 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 пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти (п.п. 6.4.2).

2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 2-го разряда в соответствии с частью 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256 в диапазоне расходов, соответствующему диапазону расходов СИКНС.

2.2 Средства поверки в соответствии с документами на поверку СИ, входящих в состав СИКНС.

2.3 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение МХ поверяемой СИКНС 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 нормативной документации (далее – НД) на поверку СИ, входящих в состав СИКНС.

Т а б л и ц а 1 – Характеристики измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	сырая нефть
Рабочий диапазон плотности измеряемой среды, кг/м ³	от 800,0 до 900,0
Рабочий диапазон температуры измеряемой среды, °С	от +5 до +50
Рабочий диапазон давления измеряемой среды, МПа	от 0,3 до 4,0
Объемная доля воды в сырой нефти, %	не более 10,0
Диапазон измерений массового расхода сырой нефти, т/ч	от 5 до 120

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) знаков поверки на СИ, входящих 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 программы измерительно-вычислительного комплекса АБАК (далее – ИВК).

Чтобы определить идентификационные данные ПО ИВК необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры.

На панели оператора выбрать клавишу  («Меню»). Затем выбрать

клавишу  («Информация») На дисплее во второй строке в поле «v:» отобразится номер версии (идентификационный номер) ПО, в поле «сгс:» появится цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода), рассчитанный по алгоритму CRC-32.

Полученные идентификационные данные ПО ИВК заносят в соответствующие разделы протокола по форме приложения А.

6.2.2 Если идентификационные данные ПО, указанные в описании типа СИКНС, и полученные в ходе выполнения п.6.2.1 идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО СИКНС ПО, 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 2.

Т а б л и ц а 2 – Перечень НД на поверку СИ

Наименование СИ	НД
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion CMF 200 (далее – ПР)	МП 45115-16 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки» с изменением №1 МИ 3151-2008 «Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности» МИ 3272-2010 «Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компак-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности» МИ 3189-2009 «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы «Emerson Process Management». Методика поверки комплектом трубопоршневой поверочной установки и поточного преобразователя плотности» МИ 3313-2011 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки с помощью эталонного счетчика-расходомера массового»
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм3	МП 0309-6-2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. Методика поверки» МИ 2366-2005 «Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки» МИ 3303-2011 «ГСИ. Влагомеры нефти поточные. Методика поверки»
Датчик избыточного давления Метран-150TG3	МП 4212-012-2013 «Датчики давления Метран-150. Методика поверки»
Датчик температуры Термопреобразователь сопротивления ТСПТ Ex	ГОСТ 8.461-2209 МП РТ 2026-2013 «Датчики температуры КТХА, КТНН, КТХК, КТЖК, КТМК, КТХА Ex, КТНН Ex, КТХК Ex, КТЖК Ex, КТМК Ex с измерительными преобразователями. Датчики температуры ТСПТ, ТСМТ, ТСПТ Ex, ТСМТ Ex с измерительными преобразователями. Методика поверки»
Расходомер-счетчик ультразвуковой Optisonic 3400	МП РТ 1849-2014 «Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400. Методика поверки»

6.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы сырой нефти.

При прямом методе динамических измерений за погрешность измерений массы сырой нефти δM , %, принимают пределы допускаемой относительной погрешности измерений ПР.

Относительная погрешность ПР в диапазоне расходов на рабочей измерительной линии (далее – ИЛ) не должна превышать $\pm 0,25\%$, относительная погрешность ПР в диапазоне расходов на резервно-контрольной ИЛ не должна превышать $\pm 0,20\%$.

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

6.4.3 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти.

Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти δM_H , %, вычисляют по формуле:

$$\delta M_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta M^2 + \left(\frac{\Delta W_B}{1 - \frac{W_B}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{МП}}{1 - \frac{W_{МП}}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{XC}}{1 - \frac{W_{XC}}{100}}\right)^2}, \quad (1)$$

где ΔW_B - абсолютная погрешность определений массовой доли воды в сырой нефти, %;

$\Delta W_{МП}$ - абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей в сырой нефти, %;

ΔW_{XC} - абсолютная погрешность определений массовой доли хлористых солей в сырой нефти, %.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения массовой доли воды в сырой нефти ΔW_B % вычисляют:

- при определении массовой доли воды в испытательной лаборатории по формуле:

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

где R_{W_B}, r_{W_B} - воспроизводимость и сходимость метода по ГОСТ 2477, выраженные в массовых долях, %.

- при вычислении массовой доли воды по результатам определения объёмной доли воды в сырой нефти в испытательной лаборатории:

$$\Delta W_B = \pm \frac{\Delta \varphi_{\text{влаб}} \cdot \rho_{\text{в}20}}{\rho_{\text{сн}20}}, \quad (3)$$

$$\Delta \varphi_{\text{влаб}} = \pm \sqrt{\frac{R_B^2 - 0,5 \cdot r_B^2}{2}}, \quad (4)$$

где $\Delta \varphi_{\text{влаб}}$ - абсолютная погрешность определений объёмной доли воды в сырой нефти, %;

R_B, r_B - воспроизводимость и сходимость метода по ГОСТ 2477, выраженные в объёмных долях, %.

- при вычислении массовой доли воды в сырой нефти по результатам измерения объёмной доли воды в сырой нефти влагомером по формуле:

$$\Delta W_{\text{в}} = \pm \frac{\Delta \varphi_{\text{в}} \cdot \rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{сн}}}, \quad (3)$$

где $\Delta \varphi_{\text{в}} -$ абсолютная погрешность измерений объёмной доли воды в сырой нефти влагомером с учетом погрешности барьеров искрозащиты (при наличии) и погрешности измерения сигналов постоянного тока ИВК, %.

Пределы абсолютной погрешности определений массовой доли механических примесей в сырой нефти $\Delta W_{\text{МП}}$, %, вычисляют в соответствии с ГОСТ 8.580 по формуле:

$$\Delta W_{\text{МП}} = \pm \sqrt{\frac{R_{\text{МП}}^2 - 0,5 \cdot r_{\text{МП}}^2}{2}}, \quad (3)$$

где $R_{\text{МП}}, r_{\text{МП}} -$ воспроизводимость и сходимость метода по измерений массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти по ГОСТ 6370, %

Пределы допускаемой абсолютной погрешности определений массовой доли хлористых солей в сырой нефти $\Delta W_{\text{ХС}}$, %, рассчитывают в соответствии с ГОСТ 33701 с учетом пересчета в единицы массовой доли хлористых солей по формуле:

$$\Delta W_{\text{ХС}} = \pm \frac{0,1}{\rho_{20}} \sqrt{\frac{R_{\text{ХС}}^2 - 0,5 \cdot r_{\text{ХС}}^2}{2}}, \quad (4)$$

где $R_{\text{ХС}}, r_{\text{ХС}} -$ воспроизводимость и сходимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534, выраженные в массовых долях, %.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при объёмной доле воды в сырой нефти до 5% не должны превышать $\pm 0,35\%$, при объёмной доле воды в сырой нефти от 5% до 10% не должны превышать $\pm 0,4\%$.

7 Оформление результатов поверки

7.1 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 пределов относительной погрешности измерений массы сырой нефти;
- идентификационные признаки ПО СИКНС.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС.

7.2 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 02.07.2015 г.

Приложение А

(рекомендуемое)

Форма протокола подтверждения соответствия ПО СИКНС

Место проведения поверки: _____

Наименование СИ: _____

Заводской номер СИ: № _____

Идентификационные данные ПО _____:

(наименование ПО)

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

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.