

УТВЕРЖДАЮ

**Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»**



М.С. Немиров

2018 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и параметров нефти сырой
(СИКНС) №1 ООО «РИД Ойл-Пермь»**

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0306-18 МП

РАЗРАБОТАНА

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

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Давыдова Е.Н.,
Стеряков О.В.

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС) №1 ООО «РИД Ойл-Пермь» (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).
 - 1.4.3 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти (п.п. 6.4.3).

2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 2-го разряда в соответствии с частью 2-ой 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 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	нефть сырая
Температура измеряемой среды, °С	от +5 до +30
Давление измеряемой среды, МПа	от 0,3 до 1,5

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 автоматизированного рабочего места – ПО «ПЕТРОЛСОФТ(С)» (далее – АРМ оператора).

Чтобы определить идентификационные данные ПО АРМ оператора необходимо выполнить следующие процедуры: в верхней левой части основной мнемосхемы АРМ оператора нажать кнопку «О программе»; после нажатия появится окно «О программе», в котором отобразятся номер версии и цифровой идентификатор ПО АРМ оператора (для получения цифрового идентификатора в окне «О программе» нужно нажать кнопку «Рассчитать MD5»). Полученные идентификационные данные ПО АРМ оператора заносят в протокол по форме приложения А.

6.2.2 Проверка идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРUS-L») (далее - ИВК).

6.2.2.1 Чтобы определить идентификационные данные ПО ИВК необходимо выполнить следующие действия: в экранной форме основного меню выбрать с помощью кнопок перемещения пункт «СИСТ. ПАРАМЕТРЫ» и нажать кнопку «Enter» (в виде изогнутой стрелочки); в появившемся подменю выбрать с помощью кнопок перемещения подпункт «СВЕДЕНИЯ о ПО» и нажать кнопку «Enter», после чего на экране в виде текста отобразятся идентификационные

данные метрологически значимой части ПО ИВК. Занести информацию с экрана в протокол по форме приложения А.

П р и м е ч а н и е – Для перехода в основное меню ПО ИВК из других подменю необходимо несколько раз нажать кнопку «Esc».

6.2.3 Если идентификационные данные ПО, указанные в описании типа СИКНС, и полученные в ходе выполнения п.6.2.1 и 6.2.2 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 поэлементным способом в соответствии с НД, приведенными в таблице 2.

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

Наименование СИ	НД
Счетчики-расходомеры массовые «ЭМИС-МАСС 260» (далее – ПР)	ЭМ-260.000.000.000.01 МП «Инструкция. Счетчики-расходомеры массовые «ЭМИС-МАСС 260». Методика поверки» с изменением № 1 МП 0253-1-2015 «Инструкция. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации Установкой поверочной передвижной ПУМА» МИ 3151-2008 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности» МИ 3272-2010 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности» МИ 3313-2011 «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки с помощью эталонного счетчика-расходомера массового»
Датчики температуры ТСПТ Ех	МП РТ 2026-2013 «Датчики температуры КТХА, КТНН, КТХК, КТЖК, КТМК, КТХА Ех, КТНН Ех, КТХК Ех, КТЖК Ех, КТМК Ех с измерительными преобразователями. Датчики температуры ТСПТ, ТСМТ, ТСПТ Ех, ТСМТ Ех с измерительными преобразователями. Методика поверки»
Датчики давления Метран-150	МП 4212-012-2013 «Датчики давления Метран-150. Методика поверки» утв. ФБУ «Челябинский ЦСМ» 11.2013 г.

Наименование СИ	НД
Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-Л»)	МП 0177-2-2014 «Инструкция. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-Л»). Методика поверки. С изменением №1», утв. ФГУП «ВНИИР» 01.2018 г.
Влагомеры поточные ВСН-АТ	МП 0310-6-2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры поточные ВСН-АТ. Методика поверки»
Термометры	ГОСТ 8.279-78 «Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и средства поверки»
Манометры показывающие	МИ 2124-90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягонапорометры показывающие и самопишущие. 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 контрольно-резервной 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 относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти.

Пределы относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти δM_n , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \sqrt{\delta M_c^2 + \left(\frac{\Delta W_g}{1 - \frac{W_{мв}}{100}} \right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{сг}}{1 - \frac{W_{сгв}}{100}} \right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{рг}}{1 - \frac{W_{ргв}}{100}} \right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{хс}}{1 - \frac{W_{хсч}}{100}} \right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{мп}}{1 - \frac{W_{мпв}}{100}} \right)^2}, \quad (1)$$

где δM_c – пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, значение которых принимают равными пределам допускаемой относительной погрешности измерений ПР, %;

ΔW_g – абсолютная погрешность определения массовой доли воды в сырой нефти, %;

$W_{мв}$ – верхний предел измерений массовой доли воды в сырой нефти, %;

$\Delta W_{сг}$ – абсолютная погрешность определения массовой доли свободного газа в сырой нефти, %;

$W_{сгв}$ – верхний предел измерений массовой доли свободного газа в сырой нефти, %;

$\Delta W_{рг}$ – абсолютная погрешность определения массовой доли растворенного газа в сырой нефти, %;

$W_{ргв}$ – верхний предел измерений массовой доли растворенного газа в сырой нефти, %;

$\Delta W_{хс}$ – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, %;

$W_{хсв}$ – верхний предел измерений массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, %;

$\Delta W_{\text{мн}}$ – абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %;

$W_{\text{мнв}}$ – верхний предел измерений массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %.

Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды в сырой нефти при ее определении в лаборатории $\Delta W_{\text{в}}$, % массы, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{\text{в}} = \pm \frac{\rho_{\text{нг}}^{\text{см}}}{\rho_{\text{сн}}^{\text{см}} \cdot \left(1 - \frac{W}{100}\right) + \rho_{\text{нг}}^{\text{см}} \cdot \frac{W}{100}} \cdot \sqrt{\frac{R_{\text{в}}^2 - r_{\text{в}}^2 \cdot 0,5}{2}}, \quad (2)$$

где W – объемная доля пластовой воды в сырой нефти, %;

$\rho_{\text{нг}}^{\text{см}}$ – плотность пластовой воды при стандартных условиях, кг/м³;

$\rho_{\text{сн}}^{\text{р}}$ – плотность сырой нефти в рабочих условиях, кг/м³;

$R_{\text{в}}$ – воспроизводимость метода по ГОСТ 2477-2014, %;

$r_{\text{в}}$ – сходимости метода по ГОСТ 2477-2014, %.

Абсолютную погрешность определения массовой доли свободного газа в сырой нефти $\Delta W_{\text{сг}}$, % массы, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{\text{сг}} = \pm \frac{\Delta V_{\text{сг}} \cdot \frac{P_{\text{БОП}} + P_{\text{сн}}}{P_{\text{сн}}} \cdot \rho_{\text{г}}}{\rho_{\text{с}}^{\text{р}}}, \quad (3)$$

где $\Delta V_{\text{сг}}$ – пределы абсолютной погрешности определения объемной доли свободного газа при стандартных условиях в единице объема сырой нефти при рабочих условиях по МИ 2575-2000, %;

$P_{\text{БОП}}$ – давление в блоке измерения параметров нефти сырой, МПа;

$P_{\text{сн}}$ – абсолютное давление в стандартных условиях равное 0,101325 МПа;

$\rho_{\text{г}}$ – плотность свободного газа при стандартных условиях, кг/м³;

$\rho_{\text{с}}^{\text{р}}$ – плотность сырой нефти в рабочих условиях, кг/м³.

Абсолютную погрешность определения массовой доли растворенного газа в сырой нефти $\Delta W_{\text{рг}}$, % массы, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{\text{рг}} = \pm \frac{\Delta V_{\text{рг}} \cdot \rho_{\text{г}}}{\rho_{\text{с}}^{\text{р}}} \cdot 100, \quad (4)$$

где $\Delta V_{\text{рг}}$ – пределы абсолютной погрешности определения объемной доли растворенного газа при стандартных условиях в единице объема сырой нефти при рабочих условиях по МИ 2575-2000;

$\rho_{\text{с}}^{\text{р}}$ – плотность сырой нефти в рабочих условиях, кг/м³;

$\rho_{\text{г}}$ – плотность растворенного газа при стандартных условиях, кг/м³.

Абсолютную погрешность определения в лаборатории массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти $\Delta W_{\text{хс}}$, % массы, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{\text{хс}} = \pm \frac{0,1 \cdot \Delta \varphi_{\text{с}}}{\rho_{\text{н}}^{\text{см}}}, \quad (5)$$

где $\rho_{\text{н}}^{\text{см}}$ – плотность обезвоженной дегазированной нефти при стандартных условиях, кг/м³;

$\Delta \varphi_{\text{с}}$ – пределы абсолютной погрешности определения массовой концентрации хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти по ГОСТ 21534-76, г/м³, вычисляют по формуле

$$\Delta\varphi_c = \pm \sqrt{\frac{(2 \cdot r_c)^2 - r_c^2 \cdot 0,5}{2}}, \quad (6)$$

где r_c – сходимость метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76, г/м³.

Абсолютную погрешность определения в лаборатории массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти $\Delta W_{\text{мн}}$, % массы, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{\text{мн}} = \pm \sqrt{\frac{R_{\text{мн}}^2 - r_{\text{мн}}^2 \cdot 0,5}{2}}, \quad (7)$$

где $R_{\text{мн}}$ и $r_{\text{мн}}$ – воспроизводимость и сходимость метода определения массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370-83, % массы.

Значения пределов относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды в испытательной лаборатории при содержании воды в сырой нефти:

от 0 % до 5 %, %, не более	±0,58;
от 5 % до 10 %, %, не более	±1,20;
от 10 % до 20 %, %, не более	±1,22.

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.