

РАЗРАБОТАНА

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

Аттестат аккредитации № RA.RU.311366

Приказ об аккредитации № А-3318 от 22 июня 2015 г.

ИСПОЛНИТЕЛИ

Крайнов М.В.

Жиров А.Л.

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой на УПСВ «Утевская» ОАО «Самаранефтегаз» (далее – СИКНС) и устанавливает методику ее первичной и периодической поверки.

Межповерочный интервал 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 (ПО) СИКНС (п.п. 6.2);
- 1.3 Опробование (п.п. 6.3);
- 1.4 Определение метрологических характеристик (МХ):
 - 1.4.1 Определение МХ средств измерений (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 Установка поверочная передвижная ПУМА (Госреестр № 59890-15) либо передвижная поверочная установка 1-го или 2-го разряда по ГОСТ 8.510-2002;
- 2.2 Устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры для узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА-Т (Госреестр № 39214-08);
- 2.3 Рабочий эталон 2-го разряда единицы объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов по ГОСТ 8.614-2013;
- 2.4 Калибратор температуры АТС-140В (Госреестр № 20262-07);
- 2.5 Калибратор давления модульный МС2-Р (Госреестр № 28899-05).
- 2.6 Другие эталонные и вспомогательные СИ – в соответствии с нормативными документами (НД) на поверку СИ, входящих в состав СИКНС.
- 2.7 Допускается применять аналогичные по назначению средства поверки, если их метрологические характеристики не уступают указанным в данной инструкции.

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, установленные:

- в области охраны труда и промышленной безопасности: Трудовой Кодекс РФ, «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждены приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 г. № 101;
- в области пожарной безопасности: «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», утверждены постановлением Правительства РФ от 25.04.2012 № 390;
- в области соблюдения безопасной эксплуатации электроустановок: «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Правила устройства электроустановок», утвержденные приказом Минтруда России от 24.07.2013 г. № 328н;
- в области охраны окружающей среды: Федеральным законом «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ.

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 программного обеспечения «Rate АРМ оператора УУН».

На верхней панели развернутого окна программы необходимо нажать кнопку «Версия». В открывшемся окне показан номер версии ПО, а также кнопка «Получить данные по библиотеке», после нажатия которой отобразится контрольная сумма. Полученные идентификационные данные заносят в протокол по форме приложения А:

- идентификационное наименование ПО;
- цифровой идентификатор (контрольная сумма) ПО.

6.2.2 Проверка идентификационных данных ПО вычислителей УВП-280Б.01 (далее – вычислители).

Чтобы определить идентификационные данные необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры для обоих вычислителей (основного и резервного).

На основной странице меню необходимо нажать на клавиатуре вычислителя кнопку «F2», на дисплее отобразится меню «Сервис». Нажимая кнопку «▼», переместиться вниз до строки «Информация» и нажать кнопку «F1». На дисплее отобразится модель, серийный номер и версия ПО вычислителя.

Идентификационные данные ПО заносят в протокол по форме приложения А.

6.2.3 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКНС и полученные в ходе выполнения п.6.2.1 и п.6.2.2, 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
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модификации CMF400	МИ 3151-2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи массового расхода. 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» «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки», утверждена ВНИИМС 25.07.2010 г. «Инструкция. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации установкой поверочной передвижной ПУМА» МП 0253-1-2015, утверждена ФГУП ВНИИР 16.04.2015 г.
Влагомер сырой нефти ВСН-2-50-100	«Инструкция. ГСИ. Влагомеры сырой нефти ВСН-2. Методика поверки. МП 0016-2-2012», утверждена ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР 15.10.2012 г.
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-2700	МИ 4211-018-2013 «Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-2700. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в июне 2013 г.
Датчики давления Метран-150	МП 4212-012-2013 «Датчики давления Метран-150. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в ноябре 2013 г.
Вычислители УВП-280Б.01	КГПШ 407374.001МП «Вычислители УВП-280. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 07.12.2012 г.
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	5Ш0.283.421 МП «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки», утверждена утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.
Манометры избыточного давления показывающие МП4-У	МИ 2124-90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»

Наименование СИ	НД
Термометр биметаллические показывающие ТБ-2Р	Инструкция «Термометры биметаллические. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в сентябре 2010 г.

Допускается применение других методик поверки на СИ, утвержденных в установленном порядке.

6.4.2 Определение пределов относительной погрешности измерений массы сырой нефти.

При прямом методе динамических измерений за погрешность измерений массы сырой нефти принимают предел допускаемой относительной погрешности измерений массомера.

Пределы допускаемой 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

$$\delta M_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta M_C^2 + \left(\frac{\Delta W_B}{1 - \frac{W_{MB}}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{pг}}{1 - \frac{W_{pгB}}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{xc}}{1 - \frac{W_{xcB}}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{мп}}{1 - \frac{W_{мпB}}{100}}\right)^2}, \quad (1)$$

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

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

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

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

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

ΔW_{xc} – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, %;

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

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

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

Абсолютную погрешность определения массовой доли воды в сырой нефти при измерении объемной доли воды в сырой нефти с помощью влагомера ΔW_B , % массы, вычисляют по формуле

$$\Delta W_B = \pm \frac{\Delta W \cdot \rho_B^p}{\rho_C^p} \quad (2)$$

где ΔW – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в сырой нефти, принимаемые равными пределам допускаемой абсолютной погрешности поточного влагомера, %.

ρ_B^p – плотность воды в рабочих условиях, кг/м³;

ρ_C^p – плотность сырой нефти в рабочих условиях, кг/м³.

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

$$\Delta W_{\text{пр}} = \pm \frac{\Delta V_{\text{пр}} \cdot \rho_{\text{г}}}{\rho_{\text{с}}^{\text{р}}} \cdot 100 \quad (3)$$

где $\Delta V_{\text{пр}}$ – 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

$$\Delta W_{\text{хс}} = \pm \frac{0,1 \cdot \Delta \varphi_{\text{с}}}{\rho_{\text{н}}^{\text{ст}}} \quad (4)$$

где $\rho_{\text{н}}^{\text{ст}}$ – 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

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

где $r_{\text{с}}$ – сходимостъ 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 $\Delta W_{\text{мп}}$, % массы, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{\text{мп}} = \pm \sqrt{\frac{R_{\text{мп}}^2 - r_{\text{мп}}^2 \cdot 0,5}{2}} \quad (6)$$

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

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при измерении объемной доли воды в сырой нефти поточным влагомером не должны превышать:

- в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти от 0 % до 5 % ± 1,5 %;
- в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти от 5 % до 10 % ± 1,6 %;
- в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти от 10 % до 20 % ± 1,7 %;
- в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти от 20 % до 50 % ± 2,6 %;
- в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти от 50 % до 70 % ± 5,8 %;
- в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти от 70 % до 85 % ± 17 %;
- в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти от 85 % до 90 % ± 26 %.

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 от 2 июля 2015 г. № 1815. На оборотной стороне свидетельства о поверке системы указывают:

- наименование измеряемой среды;
- значения пределов относительной погрешности измерений массы сырой нефти и массы нетто сырой нефти и соответствующий им диапазон расходов (по свидетельствам о поверке на преобразователи расхода);
- идентификационные данные ПО СИКНС.

7.3 При отрицательных результатах поверки СИКНС к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.

Приложение А
(рекомендуемое)
Форма протокола подтверждения соответствия ПО СИКНС

Протокол № _____
Подтверждения соответствия ПО СИКНС

Место проведения поверки: _____
Наименование СИ: _____
Заводской номер СИ: № _____

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		

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

Должность лица проводившего поверку: _____ (подпись) _____ (инициалы, фамилия)

Дата « _____ » _____ 20 ____ г.

поверки: