

**Федеральное Агентство
по техническому регулированию и метрологии
(Росстандарт)**

**Федеральное бюджетное учреждение
«Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний
в Тюменской области, Ханты-Мансийском автономном округе – Югра,
Ямало-Ненецком национальном округе»
(ФБУ «Тюменский ЦСМ»)**



УТВЕРЖДАЮ

**Заместитель директора по метрологии
ФБУ «Тюменский ЦСМ»**

P.O. Сулейманов

«26» ноября 2013 г.

**ИНСТРУКЦИЯ
ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА
ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

**СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА
И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ
НА НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩЕЙ СТАНЦИИ
КАЛЬЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

Разработана

ГЦИ СИ ФБУ «Тюменский ЦСМ»

Начальник отдела метрологического обеспечения
производства
Л.А. Каражова

Инженер по метрологии
А.Г. Кузьмин



Инженер по метрологии
М.Е. Майоров

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти на нефтеперекачивающей станции Кальчинского месторождения (далее – СИКН), заводской № 334

Инструкция устанавливает порядок проведения первичной и периодической поверки СИКН. Интервал между поверками – 1 год.

В настоящем документе принятые следующие сокращения:

БИК - блок измерения показателей качества сырой нефти;

БИЛ - блок измерительных линий;

МХ - метрологические характеристики;

ПО - программное обеспечение;

СИКН - система измерений количества и показателей качества нефти;

СИ - средства измерений;

ТПУ - трубопоршневая поверочная установка.

1 Операции и средства поверки

Операции и средства поверки представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Операции и средства поверки

Наименование	Ссылка на пункт методики поверки	Эталоны и средства поверки
Внешний осмотр	5.1	–
Опробование	5.2	
Проверка идентификационных данных и защиты ПО.	5.3	Arpoon Checksum Version 1.5
Определение погрешности СИКН	5.4	
Определение погрешности СИ, входящих в состав СИКН	5.4.1	Поверяются в соответствии с действующими на них методиками поверки
Определение относительной погрешности измерения массы нетто	5.4.2	Трубопоршневая поверочная установка с пределами допускаемой относительной погрешности измерений объема $\pm 0,1\%$ и диапазоном расходов от 40 до 500 $\text{м}^3/\text{ч}$; Измерительный преобразователь температуры с пределами измерений от 0 $^{\circ}\text{C}$ до + 50 $^{\circ}\text{C}$, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2\ ^{\circ}\text{C}$; Преобразователь давления измерительный с верхним пределом измерений 40 МПа, предел допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5\%$; Преобразователь плотности жидкости измерительный с диапазоном измерений от 700 до 1100 $\text{кг}/\text{м}^3$, пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3 \text{ кг}/\text{м}^3$.

Примечание – Возможно использование других эталонов с характеристиками не хуже указанных выше утвержденных в установленном порядке и внесенных в государственный реестр средств измерений.

2 Требования безопасности

2.1 Организация и производство работ проводят в соответствии с утвержденными действующими правилами и нормативными документами:

– в области охраны труда – Федеральным законом «Об основах охраны труда в Российской Федерации» №181-РФ от 17.07.1999 г.;

– в области промышленной безопасности – ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», а также другими действующими отраслевыми нормативными документами;

– в области пожарной безопасности – СНиП 21.01-99 «Пожарная безопасность зданий и сооружений» с изменением № 2 2002 г., СНиП 2.04.09-84 «Пожарная автоматика зданий и сооружений»;

– в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок;

– в области охраны окружающей среды – Федеральным законом «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002 г. и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

2.2 В соответствии с классификацией помещений и наружных установок по взрывопожарной, пожарной опасности помещения БИЛ, ТПУ и БИК относятся к категории А, помещение операторной - к категории Д (НПБ105-03), по классу взрывопожарных зон (ПУЭ) – В-1а, по категории и группе взрывопожароопасной смеси (ГОСТ 12.1.011.078) - IIА – Т3.

2.3 Площадка СИКН должна содержаться в чистоте, без следов нефти и оборудована первичными средствами пожаротушения в соответствии с ОСТ 39-107-80.

2.4 В целях безопасной эксплуатации и технического обслуживания СИКН разрабатываются: инструкция по эксплуатации СИКН, инструкции по видам работ.

3 Условия поверки

3.1 Условия проведения поверки должны соответствовать требованиям соответствующих методик поверки на СИ, входящих в состав СИКН.

3.2 Влияние внешних условий, таких как вибрация, тряска, электрические и магнитные поля и др., влияющие на работу средств измерений, должны отсутствовать.

4 Подготовка к поверке

4.1 Подготовка СИКН к проведению поверки производится в соответствии с требованиями документов:

- РМГ 100-2010 Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти;

- «Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти НПС ЦППН УНП-2»;

- техническая документация изготовителей средств измерений, входящих в состав СИКН.

При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями НД на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН.

4.2 Перед проведением поверки выполняют следующие операции:

- демонтаж средств измерений СИКН (при необходимости);
- установка и соединение с эталонными и вспомогательными СИ;
- проверяют заземление средств измерений, работающих под напряжением;
- проверяют герметичность (отсутствие протечек) системы;
- проводят установку нуля, конфигурирование сигналов (при необходимости).

5 Проведение поверки

5.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- комплектность СИКН должна соответствовать технической документации;
- на элементах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;
- надписи и обозначения на элементах СИКН должны быть четкими и соответствовать технической документации.

5.2 Опробование

Опробование проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН. При опробовании проверяют работоспособность средств измерений СИКН без определения метрологических характеристик. Результаты проверки считаются удовлетворительными, если показания средств измерений устойчивые, значения параметров лежат в установленном пределе и в списке внештатных ситуаций отсутствуют информация о сбоях систем СИКН.

5.3 Проверка идентификационных данных и защиты ПО.

5.3.1 При проведении проверки идентификационных данных ПО проверяют:

- реализованные способы идентификации ПО;
- способ идентификации, заявленный в технической документации на ПО;
- независимость идентификационных признаков от способов идентификации;
- наличие и достаточность идентификационных признаков от способа идентификации;
- наличие и достаточность идентификационных данных.

5.3.2 Проведение проверки идентификационных данных и защиты ПО

5.3.2.1 При проведении проверки идентификационных данных ПО проверяют соответствие идентификационных данных (контрольной суммы, номера версии и идентификационного наименования) ПО имеющимся в описании типа.

При определении контрольной суммы исполняемого кода используют стандартные программы вычисления, например, программу Agroon Checksum Version 1.5.

5.3.2.2 Результаты считаются положительными, если при проведении проверки идентификационные данные подтверждаются. По результатам проверок идентификационные данные должны соответствовать данным, указанным в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование про- граммного обеспе- чения	Идентифи- ка-ционное наименова- ние про- граммного обеспечения	Номер вер- сии (иден- тифика- ционный номер) про- граммного обеспечения	Цифровой иденти- фикатор програм- много-го обес- печения (контрольная сум- ма исполняемого кода)	Алгоритм вычис- ления цифрового идентификатора программного обеспечения
Измерительно- вычислительный ком- плекс «FloBoss S600» на базе контроллера Al- len Bradley SLC 500	S600	Sw:05.43b Oct 14 2008 Pc Setup Package: 2.7.1.0	284d	CSUM
Автоматизированное рабочее место опера- тора	SCADA In Touch	10.1 In Touch	061652	EKEY

5.4 Определение погрешности СИКН

5.4.1 Определение погрешности СИ, входящих в состав СИКН

Определение погрешности СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 3.

Таблица 3

Наименование СИ	Методика поверки
1	2
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion CMF	МИ 3151-2008 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи рас- хода массовые. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с пре- образователем плотности"; МИ 3189-2009 «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы «Emerson Process Manage- ment». Методика поверки комплектом трубопоршневой по- верочной установки и поточного преобразователя плотно- сти»; МИ 3272-2010 «Счетчики-расходомеры массовые. Методика проверки на месте эксплуатации компакт-прувером в ком- плекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности»; «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Ме- тодика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 25.07.2010
Преобразователь избыточного давления типа 3051	МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давле- ния измерительные. Методика поверки»

Продолжение таблицы 3

1	2
Термопреобразователь сопротивления платиновый с унифицированным выходным сигналом «ROSEMOUNT» типа 644	МИ 2889-2004 «Рекомендации ГСИ Термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ моделей 65-244, 65-644, 65-3144, 65-3244. Методика поверки»; ГОСТ 8.624-2006 «ГСИ. Термометры сопротивления из платины, меди, никеля. Методика поверки»
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	МИ 2816-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»; МИ 2403-97 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные вибрационные «Соларктрон» типов 7830, 7835, 7840. Методика поверки на месте эксплуатации»
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»
Измерительно-вычислительный комплекс «FloBoss S600»	«Контроллеры измерительные ROC/FloBoss. Методика поверки» утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 27 марта 2008 г.
Примечание -	Допускается применение других нормативных документов по поверке указанных средств измерений, обеспечивающих установленные требования к погрешности СИКН.

Результаты поверки считаются положительными, если определенные метрологические характеристики средств измерений СИКН не выходят за пределы, указанные в описании типа СИКН.

5.4.2 Определение относительной погрешности измерения массы нетто

5.4.2.1 На момент определения относительной погрешности измерения массы нетто все средства измерений, входящие в состав СИКН, должны быть поверены.

Результаты поверки средств измерений, входящих в состав СИКН, должны быть оформлены в соответствии с требованиями распространяющихся на них нормативных документов по поверке.

5.4.2.2 Пределы допускаемой относительной погрешности СИКН при измерении массы нетто нефти δM_H , %, рассчитываются по формуле:

$$\delta M_H = 1,107 \cdot \sqrt{\delta M_{BP}^2 + (\Delta W_B)^2 + (\Delta W_{Pi})^2 + (\Delta W_{xC})^2} \quad (1)$$

где: δM_{BP} – пределы допускаемой относительной погрешности измерения массы брутто, %;

ΔW_B - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %;

ΔW_{Pi} - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %;

ΔW_{xC} - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %.

Абсолютная погрешность измерений массовой доли воды ΔW_B вычисляется по формуле:

$$\Delta W_B = \Delta \varphi_B \cdot \frac{\rho_B}{\rho} \quad (2)$$

где $\Delta\phi_{\text{в}}$ -абсолютная погрешность канала измерения объемной доли воды в нефти, %, (в единицах объемной доли воды);

$\rho_{\text{в}}$ - плотность воды, кг/м³;

ρ - плотность нефти, кг/м³ (среднее значение за период измерений). Выбираем нижний предел диапазона измерений плотности.

Составляющие погрешности, обусловленные применением лабораторных методов измерения массовых долей механических примесей и хлористых солей, определяются с учетом внесения результатов в память ИВК с клавиатуры оператора.

Абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти ΔW_{Π} , определяется исходя из показателя воспроизводимости лабораторного метода по ГОСТ 6370-83.

Абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти определяется исходя из показателя сходимости метода измерений массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76.

5.4.2.3 Результаты испытания считают положительным, если пределы допускаемой относительной погрешности измерения массы нетто, определенные в соответствии с формулой (1), не превышают $\pm 0,35 \%$.

6 Оформление результатов поверки

6.1 Положительные результаты поверки средств измерений, которые входят в СИКН, следует оформлять свидетельствами о поверке и (или) клеймением поверяемых средств измерений в местах, предусмотренных эксплуатационной документацией и РМГ 111-2011.

6.2 На СИКН оформляется свидетельство о поверке в соответствии с требованиями правил по метрологии ПР 50.2.006-94, если поверка средств измерений, входящих в состав СИКН, проведена с положительными результатами. На обратной стороне свидетельства указываются следующие данные:

- диапазон расходов по СИКН;
- предел допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти;
- предел допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти.

6.3 В случае отрицательных результатов поверки средства измерений к эксплуатации не допускается, отиск поверительного клейма гасят, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности.