

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»

Р.О. Сулейманов

«02» декабря 2013 г.

ИНСТРУКЦИЯ
ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА
ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА
И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 201
КАЛЬЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

Тюмень 2013

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 № 201 Кальчинского месторождения (далее – СИКН), заводской № 201

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

В настоящем документе приняты 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 ПОВЕРКИ

1.1 При проведении поверки выполняют следующие операции (Таблица 1).

Таблица 1 – Операции и средства поверки

Наименование	Ссылка на пункт методики поверки	Эталоны и средства измерений
Внешний осмотр	5.1	—
Опробование	5.2	
Проверка идентификационных данных и защиты ПО.	5.3	Arpoon Checksum Version 1.5
Определение метрологических характеристик СИКН	5.4	
Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН	5.4.1	В соответствии с действующими на них методиками поверки
Определение относительной погрешности массы нетто нефти СИКН	5.4.2	Трубопоршневая поверочная установка с пределами допускаемой относительной погрешности измерений объема $\pm 0,1\%$ и диапазоном расходов от 5 до 100 $\text{м}^3/\text{ч}$; 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.

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 Подготовку СИКН к проведению поверки производят 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 УУН № 201 на Кальчинском нефтяном промысле»;

- 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 Arpoon Checksum Version 1.5.

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 программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Измерительно-вычислительный комплекс «TREI-5В-02» на базе контроллера MicroPC	Круг-2000	не идентифицируется	не идентифицируется	-
Автоматизированное рабочее место оператора «Круг-2000»	SCADA Круг-2000	4.0 СПО 2	0x587D16C9	CRC

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 – Перечень нормативных документов для поверки СИ в составе СИКН

Наименование СИ	Методика поверки
1	2
Расходомер массовый Promass	МИ 3151-2008 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи расхода массовые. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с преобразователем плотности"; «ГСИ. Расходомеры массовые Promass. Методика поверки»
Датчик давления Метран-22	МИ 4212-012-2001 «ГСИ. Датчики (измерительные преобразователи) давления типа «Метран». Методика поверки» МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Преобразователь сопротивления ТСП Метран-206	ГОСТ 8.461-2009 « ГСИ Термопреобразователи сопротивления. Методика поверки» ГОСТ Р 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 «Солартрон» типов 7830, 7835, 7840. Методика поверки на месте эксплуатации»
Влагомеры нефти поточные УДВН-1п	МИ 2366-2005 «Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»
Комплекс программно-технический «Круг-2000»	КР01.425200.001МП«Комплексы программно-технические «КРУГ-2000». Методика поверки», утвержденным Пензенским ЦСМ 19 марта 2001 г.

Продолжение таблицы 3

1	2
Измерительно-вычислительный комплекс «TREI-5B-02»	«Модули измерительные для TREI-5B-М для устройств программного управления TREI-5B-xx. Методика поверки. TREI.421457.150 ПМ» утвержденная ГЦИ СИ Пензенского ЦСМ 03 июля 2002 г.
Примечание -	Допускается применение других нормативных документов по поверке указанных средств измерений, утвержденных в установленном порядке и 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_{Π} - 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 $\Delta \varphi_B$ - абсолютная погрешность канала измерения объемной доли воды в нефти, %, (в единицах объемной доли воды);

ρ_B - плотность воды, $\text{кг}/\text{м}^3$;

ρ - плотность нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$ (среднее значение за период измерений). Выбирается 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.

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

Абсолютную погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти опреде-

ляют исходя из показателя сходимости метода измерений массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76.

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 оформляют 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 указывают 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, оттиск поверительного клейма гасят, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности.