

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 автономном округе»
(ФБУ «Тюменский ЦСМ»)

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель руководителя
ГЦИ СИ ФБУ «Тюменский ЦСМ»
Заместитель директора по метрологии
Р.О. Сулейманов



20 15 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ
КАЧЕСТВА НЕФТИ ПУНКТА НАЛИВА ЦПС «ТАЛИНСКИЙ»
АО «РН-НЯГАНЬНЕФТЕГАЗ»

Методика поверки

л.р. 64447-16

Тюмень
2015

Разработана

ГЦИ СИ ФБУ «Тюменский ЦСМ»



Начальник отдела метрологического
обеспечения производства
Л.А. Каражова



Инженер по метрологии
М.Е. Майоров

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти пункта налива ЦПС «Талинский» АО «РН-Няганьнефтегаз» (далее – СИКН).

Инструкция устанавливает порядок проведения первичной и периодической поверки СИКН.

Интервал между поверками – 1 год.

В настоящем документе приняты следующие сокращения:

БИК - блок измерения параметров качества нефти;

БИЛ - блок измерительных линий;

МХ - метрологические характеристики;

ПО - программное обеспечение;

СИКН - система измерений количества и показателей качества нефти;

СИ - средства измерений;

МПР - массовый преобразователь расхода;

ТПУ - установка трубопоршневая поверочная двунаправленная.

1 Операции поверки

Операции поверки указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	6.1	+	+
Опробование	6.2	+	+
Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН	6.3.1	+	+
Определение относительной погрешности массы нетто нефти	6.3.2	+	–

2 Средства поверки

2.1 Для поверки СИКН применяются следующие СИ:

2.1.1 Трубопоршневая поверочная установка «Прувер-С-100-6,3-0,05», с диапазоном измерения от 10 до 100 м³/ч и пределами допускаемой относительной погрешности ± 0,05 %.

2.1.2 Устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов «УПВА» с диапазоном воспроизведения силы постоянного тока от 0,5 до 20 мА и пределами допускаемой абсолютной погрешности ± 3 мкА, диапазоном воспроизведения частоты следования импульсов от 0,1 до 15000 Гц и пределами допускаемой относительной погрешности ± 5·10⁻⁴ %, диапазоном воспроизведения количества импульсов от 20 до 5·10⁸ имп и пределами допускаемой абсолютной погрешности ± 2 имп.

2.1.3 Влагомер эталонный лабораторный товарной нефти ЭУДВН-1л с диапазоном измерения объемной доли воды от 0,03 до 2,0 % и пределами допускаемой абсолютной погрешности измерения объемной доли воды ± 0,03 %.

2.1.4 Калибратор температуры RTC-156 в комплекте с термопреобразователем сопротивления STS200A915, с диапазоном измерения температуры от минус 30 до плюс 155 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности ± 0,04 °С.

2.1.5 Калибратор давления портативный Метран 501-ПКД-Р, с диапазоном измерения избыточного давления от 0 до 60 МПа, и пределами допускаемой основной приведенной погрешности ± 0,04 %.

Примечание: возможно применение других средств измерений с характеристиками не хуже указанных выше.

3 Требования безопасности

3.1 Организация и производство работ проводится в соответствии с утвержденными действующими правилами и нормативными документами:

- «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 г. №197-ФЗ;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» утвержденные приказом Ростехнадзора № 101 от 12.03.2013 г.;
- «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» утвержденное приказом Ростехнадзора №784 от 27.12.2012 г.;
- «Правила противопожарного режима в Российской Федерации» утвержденные Постановлением Правительства РФ N 390 от 25.04.2012 г.;
- Федеральный закон «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002 г. и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

3.2 В соответствии с классификацией помещений и наружных установок по взрывопожарной, пожарной опасности помещения БИЛ, ТПУ и БИК относятся к категории А, а помещение операторной - к категории Д в соответствии с СП 12.13130.2009. В соответствии с ГОСТ 12.1.011.078 по категории и группе взрывопожароопасной смеси БИЛ, ТПУ и БИК относятся к ПА – ТЗ.

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

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

4 Условия поверки

4.1 Условия проведения поверки должны соответствовать требованиям, установленным в методиках поверки на СИ, входящих в состав СИКН.

4.2 Внешнее воздействие, такое как вибрация, тряска, электрические и магнитные поля и др., влияющее на работу средств измерений, должно отсутствовать.

5 Подготовка к поверке

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

- Инструкция по эксплуатации системы измерения количества и показателей качества нефти на коммерческом узле учета налива нефти ЦПС «Талинский» АО «РН-Няганьнефтегаз»;
- техническая документация изготовителей средств измерений, входящих в состав СИКН.

При подготовке к поверке соблюдают условия, установленные в методиках поверки СИ, входящих в состав СИКН.

5.2 Перед проведением поверки проверяют заземление средств измерений, работающих под напряжением, проверяют герметичность (отсутствие протечек) системы, проводят установку нуля, конфигурирование сигналов (при необходимости).

6 Проведение поверки

6.1 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.

6.2 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 ситуации отсутствуют информация о сбоях систем СИКН.

6.2.1 Подтверждение соответствия программного обеспечения.

При проведении проверки идентификационных данных ПО проверяют соответствие номера версии и идентификационного наименования ПО, указанным в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	АРМ оператора пункта налива нефти и нефтепродуктов
Идентификационное наименование ПО	FilPoint.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.3.2
Цифровой идентификатор ПО	-
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	-

Результаты проверки считаются удовлетворительными, если показания средств измерений устойчивые, значения параметров лежат в установленном пределе и в списке внештатных ситуации отсутствуют информация о сбоях систем СИКН, а идентификационные данные ПО соответствуют приведенным в таблице 1.

6.3 Определение погрешности средств измерений

6.3.1 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 НД на методики поверки СИ

Наименование СИ	Методика поверки
1	2
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF 200	МИ 3272-2010 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы Emerson Process Management. Методика поверки» утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 15 марта 2010 г.
Датчики давления Метран-100	МИ 4212-012-2001 «Датчики давления типа «Метран». Методика поверки» утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 03 декабря 2001 г.
Датчики температуры 3144Р	«Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки» согласованная с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в августе 2008 г
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки» утвержденная ФГУП «ВНИИР» 29 декабря 2005 г.
Вычислитель расхода жидкости и газа 7955	МИ 3054-2007 «ГСИ. Вычислители расхода моделей 7950, 7955 фирмы «MOBREY MEASUREMENT», Великобритания. Методика поверки» утвержденная ФГУП «ВНИИМС»
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.

6.3.2 Определение относительной погрешности измерения массы нетто нефти

6.3.2.1 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.

6.3.2.2 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти $\delta M_{БР}$, %, принимают равными пределам относительной погрешности МПР.

6.3.2.3 Пределы допускаемой относительной погрешности определения массы нетто нефти $\delta M_{Н}$, %, рассчитываются по формуле:

$$\delta M_{Н} = 1,1 \cdot \delta M_{БР} + \frac{\Delta W_{М.В}^2 + \Delta W_{М.П}^2 + \Delta W_{Х.С}^2}{\left(1 - \frac{\Delta W_{М.В} + \Delta W_{М.П} + \Delta W_{Х.С}}{100}\right)^2} \quad (1)$$

где: $\Delta W_{М.В}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли воды в нефти с применением поточного влагомера, %;

$\Delta W_{М.П}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли механических примесей в нефти, %, определяющиеся исходя из показателя воспроизводимости лабораторного метода по ГОСТ 6370-83;

$\Delta W_{Х.С}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %, исходя из показателя повторяемости метода измерений массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76.

Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и двух измерений соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность его измерений Δ , %, вычисляют по формуле:

$$\Delta = \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \cdot r^2}}{\sqrt{2}} \quad (2)$$

где R и r – воспроизводимость и сходимости метода определения соответствующего показателя качества нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477-65, ГОСТ 6370-83 и ГОСТ 21534-76.

Воспроизводимость метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 принимают равной удвоенному значению сходимости.

Результаты испытания считают положительным, если пределы допускаемой относительной погрешности измерения массы брутто не превышает $\pm 0,25$ %, массы нетто не превышает $\pm 0,35$ %.

7 Оформление результатов поверки

7.1 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 МИ 3002-2006.

7.2 На СИКН оформляется свидетельство о поверке в соответствии с приложением 1 к Порядку проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке, утвержденному приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815. На обратной стороне свидетельства указываются следующие данные:

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

7.3 В случае отрицательных результатов поверки СИКН к эксплуатации не допускается, оттиск поверительного клейма гасят, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с приложением 2 к Порядку проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке, утвержденному приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.

ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ

	Изменение	
	измененных	Номера страниц
	замененных	
	новых	
аннулиро- ванных		
	Всего листов (страниц) в докумен- та	
	№ документа	
	Входящий № сопроводительного доку- мента и дата	
	Подпись	
	Дата	