

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»)



Государственная система обеспечения единства измерений
СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ
КАЧЕСТВА НЕФТИ № 591 ОАО «НЕГУСНЕФТЬ»

Методика поверки

л.р. 63102-16

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 № 591 ОАО «Негуснефть» (далее – СИКН), заводской № 591.

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;

ТПР – турбинный преобразователь расхода;

ТПУ - установка трубопоршневая поверочная двунаправленная.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют следующие операции:

1.1 Внешний осмотр (6.1).

1.2 Опробование (6.2).

1.3 Подтверждение соответствия программного обеспечения (6.2.1).

1.4 Определение метрологических характеристик (МХ) (6.3):

1.4.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН (6.3.1).

1.4.2 Определение относительной погрешности массы нетто нефти СИКН (6.3.2).

2 Средства поверки

2.1 Перечень основного поверочного оборудования:

– Трубопоршневая поверочная установка «Daniel-12» с пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05\%$.

– 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 $\pm 5 \cdot 10^{-4}\%$, диапазоном воспроизведения количества импульсов от 20 до $5 \cdot 10^8$ имп и пределами допускаемой абсолютной погрешности ± 2 имп.

– Установка пикнометрическая переносная, диапазон измерения плотности от 650 до 1100 кг/м³, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения плотности $\pm 0,1$ кг/м³.

– 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 $\pm 0,03\%$.

– Термометр лабораторный ЛТ-300, с диапазоном измерения температуры от минус 50 до плюс 300 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,05$ °С (в диапазоне от минус 50 до плюс 199,99 °С) и $\pm 0,2$ °С (в диапазоне от 200 до 300 °С).

– Калибратор давления DPI 610, с диапазоном измерения избыточного давления от 0,007 до 70 МПа, и пределами допускаемой основной приведенной погрешности $\pm 0,025\%$.

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

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.;
- «Правила противопожарного режима в Российской Федерации» утвержденные постановлением Правительства РФ N 390 от 25.04.2012 г.;
- НПБ 88-2001 Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования;
- СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» утвержденный приказом МЧС № 182 от 25.03.2009 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 НПБ105-03. СИКН в соответствии с ПУЭ относиться к классу В-1а взрывопожарных зон. 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 Влияние внешних условий, таких как вибрация, тряска, электрические и магнитные поля и др., влияющие на работу средств измерений, должны отсутствовать.

5 Подготовка к поверке

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

- Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 591 ОАО «Негуснеть»;
- 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 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).

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 идентификационных данных (контрольной суммы, номера версии и идентификационного наименования) ПО имеющимся в описании типа.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	
Идентификационное наименование ПО	«Formula.lib»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.01
Цифровой идентификатор ПО	7DB6BFFF
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

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 2.

Таблица 2 – Перечень НД на методики поверки СИ

Наименование СИ	Методика поверки
1	2
Преобразователь расхода жидкости турбинный геликоидный НТМ	МИ 1974-2004 Рекомендация ГСИ. Преобразователи расхода турбинные. Методика поверки.
Преобразователь избыточного давления измерительный РС-28	МИ 1997-89 Рекомендация ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки.
Датчики температуры 644 в комплекте с термопреобразователем сопротивления Pt100 серии 65	МИ 2889-2004 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ моделей 65-244, 65-644, 65-3144, 65-3244. Методика поверки»

Продолжение таблицы 2

1	2
Преобразователь плотности жидкости измерительный 7835	МИ 2816-2012 Рекомендация ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации.
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»
Комплекс измерительно-вычислительный сбора и обработки информации систем учета нефти и нефтепродуктов «ОСТОРУС» («ОКТОПУС»)	МИ 2723-2002 «ГСИ. Комплекс измерительно-вычислительный ИВК «ОСТОРУС». Методика поверки»

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 брутто и массы нетто нефти

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.

6.3.2.1 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти $\delta M_{БР}$, %, рассчитывают по формуле:

$$\delta M_{БР} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta V^2 + G^2 (\delta \rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_{\rho}^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \Delta T_V^2 + \delta N^2} \quad (1)$$

где δV – пределы допускаемой относительной погрешности измерения объема нефти с помощью ТПР, %;

$\delta \rho$ – пределы допускаемой относительной погрешности измерения плотности нефти, %;

$\Delta T_V, \Delta T_{\rho}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения температуры нефти при измерении объема и плотности соответственно, °С;

β – коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С;

δN – пределы допускаемой относительной погрешности вычислений СОИ массы брутто нефти, %;

G – коэффициент, вычисляемый по формуле:

$$G = \frac{1 + 2\beta T_V}{1 + 2\beta T_{\rho}} \quad (2)$$

где T_V, T_{ρ} – температура нефти при измерении объема и плотности соответственно, °С.

6.3.2.2 Пределы допускаемой относительной погрешности определения массы нетто нефти δM_H , %, рассчитываются по формуле:

$$\delta M_H = 1,1 \cdot \sqrt{\delta M_{БР}^2 + \frac{\Delta W_{МВ}^2 + \Delta W_{МП}^2 + \Delta W_{ХС}^2}{\left(1 - \frac{\Delta W_{МВ} + \Delta W_{МП} + \Delta W_{ХС}}{100}\right)^2}} \quad (3)$$

где: $\Delta W_{МВ}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли воды в нефти, %;

$\Delta W_{МП}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли механических примесей в нефти, %;

$\Delta W_{\text{ХС}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли воды в нефти определяют по формуле:

$$\Delta W_{\text{М.В}} = 1,96 \cdot \frac{R_{\text{В}} \cdot \rho_{\text{В}}}{V_{\text{П}} \cdot \rho_{\text{Н}} \cdot Q(P, n)} \cdot 100 \quad (4)$$

где $R_{\text{В}}$ – показатель внутрилабораторной прецизионности метода измерения массовой доли воды в нефти, см^3 ;
 $\rho_{\text{В}}$ – плотность воды, кг/м^3 ;
 $V_{\text{П}}$ – объем пробы, см^3 ;
 $\rho_{\text{Н}}$ – плотность нефти, кг/м^3 ;
 $Q(P, n)$ – коэффициент, зависящий от доверительной вероятности P и числа параллельных определений n .

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли механических примесей в нефти определяют по формуле:

$$\Delta W_{\text{М.П}} = 1,96 \cdot \frac{R_{(\text{М.П})}}{Q(P, n)} \quad (5)$$

где $R_{(\text{М.П})}$ – показатель внутрилабораторной прецизионности метода измерения массовой доли механических примесей в нефти, %;

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли хлористых солей в нефти определяют по формуле:

$$\Delta W_{\text{ХС}} = 1,96 \cdot \xi \cdot \frac{0,1 \cdot r_{(\varphi_{\text{ХС}})}}{Q(P, n) \cdot \rho_{\text{Н}}} \quad (6)$$

где $r_{(\varphi_{\text{ХС}})}$ – показатель внутрилабораторной прецизионности метода измерения массовой доли хлористых солей, мг/дм^3 ;
 ξ – коэффициент, принимаемый равным 2.

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

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;
- предел допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти;
- предел допускаемой относительной погрешности измерений масса нетто нефти.

7.3 В случае отрицательных результатов поверки средства измерений к эксплуатации не допускается, оттиск поверительного клейма гасят, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности 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	Номера страниц				Всего листов (страниц) в докумен- та	№ документа	Входящий № сопро- водительного доку- мента и дата	Подпись	Дата
		измененных	замененных	новых	аннулиро- ванных					