

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 директора по метрологии
ФБУ «Тюменский ЦСМ»



Сулейманов

2016 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

**СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ
КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ
ООО «МУЛТАНОВСКОЕ»**

Методика поверки

л.р. 64601-16

Тюмень
2016

Разработана



ФБУ «Тюменский ЦСМ»

Начальник отдела МОП

Л.А. Каражова



Инженер по метрологии отдела МОП

М.Е. Майоров

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти ООО «Мултановское», заводской номер 78.

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;

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 При определении погрешности измерений массы брутто нефти СИКН применяются следующие эталонные средства измерений:

Таблица 2 – Перечень основного поверочного оборудования

Средства измерений	Характеристики средств измерений
1	2
Преобразователь давления измерительный	Верхний предел измерений 4,0 МПа, предел допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5 \%$;
Измерительный преобразователь температуры	Диапазон температур от 0 до плюс 50 °С; пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2 \text{ }^\circ\text{C}$
Преобразователи плотности жидкости измерительные	Диапазон плотностей от 300 до 1100 кг/м ³ ; погрешность измерения не более $\pm 0,30 \text{ кг/м}^3$
Трубопоршневая установка	Диапазон воспроизведения расхода от 10 до 300 м ³ /ч не хуже 2-ого разряда.
Калибратор давления	Диапазон давлений от 0 до 10,0 МПа, класс точности 0,04
Калибратор температуры	Диапазон температур от минус 50 до плюс 100 °С; абсолютная погрешность не более $\pm 0,05 \text{ }^\circ\text{C}$

Продолжение таблицы 1

1	2
Калибратор токовых сигналов	Диапазон воспроизведения постоянного тока от 0 до 22 мА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведения силы постоянного тока ± 3 мкА; диапазон воспроизведения частоты импульса от 0,1 до $1 \cdot 10^5$, пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведения частоты импульса $\pm 3 \cdot 10^{-4} \%$; диапазон воспроизведения количества импульсов от 0 до $1 \cdot 10^6$ имп, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведения количества импульсов ± 1 имп.

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.;
- «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 № 390 от 25.04.2012 г.;
- 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 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 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 ООО «Мултановское»;
- 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 номера версии и идентификационного наименования ПО, указанного в описании типа.

Вычисление контрольной суммы метрологически значимой части ПО ИВК «Вектор-02» файл **icc_mt**, выполняется средствами операционной системы QNX вызовом команды **cksum**.

Определение цифрового идентификатора метрологически значимой части программного обеспечения АРМ «Вектор» производят для файла **Module1.bas** по алгоритму CRC32.

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	ИВК «Вектор-02»	«АРМ Вектор»
Идентификационное наименование ПО	icc_mt	Module1.bas
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.4.1	9.13
Цифровой идентификатор ПО	4B7038A5	F4A39456G

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 3.

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 4.

Таблица 4 – Перечень НД на методики поверки СИ

Наименование СИ	Методика поверки
Счетчик-расходомер массовый Rotamass RCCS 39	МП 27054-09 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые кориолисовые ROTAMASS. Методика поверки расходомерной поверочной установкой», утвержденной в апреле 2009 г. МИ 3151-2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи расхода массовые. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с преобразователем плотности»
Датчик давление Метран-150	МП 4212-012-2013 «Датчик давления Метран-150. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в ноябре 2013 г.
Термопреобразователи с унифицированным входным сигналом Метран-270	Раздел 3.4 271.01.00.000 РЭ Руководства по эксплуатации, согласованной ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в сентябре 2011
Преобразователи измерительные 644	«Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV. Методика поверки» утвержденная ВНИИМС в октябре 2004 г.
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»
Измерительно-вычислительный комплекс «Вектор-02»	МП 62761-15 «ГСИ. Комплекс измерительно-вычислительный «Вектор-02». Методика поверки» утвержденная ФБУ «Тюменский ЦСМ» 5 октября 2015 г.
Примечание –	Допускается применение других нормативных документов по поверке указанных средств измерений, обеспечивающих установленные требования к погрешности СИКН.

Результаты поверки считаются положительными, если средства измерений указанные в таблице 4 имеют действующие свидетельства о поверке.

6.3.2 Определение относительной погрешности измерения массы нетто

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:

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

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, %;

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

$W_{МВ}$ – массовая доля воды в нефти, измеренная по ГОСТ 2477;

$W_{МП}$ – массовая доля механических примесей в нефти, измеренная по ГОСТ 6370, %;

$W_{ХС}$ – массовая доля хлористых солей в нефти, %, рассчитанная по формуле:

$$W_{ХС} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{ХС}}{\rho} \quad (2)$$

где $\varphi_{ХС}$ – массовая концентрация хлористых солей в нефти, измеренная по ГОСТ 21534, мг/дм³;

ρ – плотность нефти, измеренная по ГОСТ 3900 и приведенная к условиям измерения в ИЛ, кг/м³.

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

$$\Delta = \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \cdot r^2}}{\sqrt{2}} \quad (3)$$

где R и r – показатели воспроизводимости и повторяемости 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 поверки считают положительным, если пределы допускаемой относительной погрешности измерения 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:

- рабочий диапазон массового расхода нефти 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.

