



ООО Центр Метрологии «СТП»
Регистрационный номер записи в реестре аккредитованных
лиц RA.RU.311229



«УТВЕРЖДАЮ»

Технический директор
ООО Центр Метрологии «СТП»
 И.А. Яценко

« 28 » 04 2018 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и показателей качества нефти, находящаяся
в блоке универсальном учета и регулирования нефти, поступающей с
установки подготовки нефти УПН-2 расширенного первоочередного участка
Юрубчено-Тохомского месторождения**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП 2804/1-311229-2018

г. Казань
2018

СОДЕРЖАНИЕ

1 Введение	3
2 Операции поверки	3
3 Средства поверки	3
4 Требования техники безопасности и требования к квалификации поверителей	4
5 Условия поверки	4
6 Подготовка к поверке	4
7 Проведение поверки	4
8 Оформление результатов поверки	8
Приложение А	9

1 ВВЕДЕНИЕ

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти, находящуюся в блоке универсальном учета и регулирования нефти, поступающей с установки подготовки нефти УПН-2 расширенного первоочередного участка Юрубчено-Тохомского месторождения (далее – СИКН), заводской № 60, изготовленную ООО «МЦ КИТ», г. Москва, и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации.

1.2 Интервал между поверками СИКН – 1 год.

2 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны быть выполнены операции, приведенные в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Операции поверки

№ п/п	Наименование операции	Номер пункта методики поверки
1	Проверка технической документации	7.1
2	Внешний осмотр	7.2
3	Опробование	7.3
4	Определение метрологических характеристик СИКН	7.4
5	Оформление результатов поверки	8

3 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

3.1 При проведении поверки СИКН применяют эталоны и средства измерений (далее – СИ), приведенные в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Основные средства поверки

Номер пункта методики	Наименование и тип основного и вспомогательного средства поверки и метрологические и основные технические характеристики средства поверки
5.1	Барометр-анероид М-67 с пределами измерений от 610 до 790 мм рт.ст., погрешность измерений $\pm 0,8$ мм рт.ст., по ТУ 2504-1797-75
5.1	Психрометр аспирационный МЗ4, пределы измерений влажности от 10 до 100 %, погрешность измерений ± 5 %
5.1	Термометр ртутный стеклянный ТЛ-4 (№ 2) с пределами измерений от 0 до плюс 55 °С по ГОСТ 28498-90. Цена деления шкалы 0,1 °С
7.4	Калибратор многофункциональный МС5-R (далее – калибратор): диапазон воспроизведения силы постоянного тока от 0 до 25 мА, пределы допускаемой основной погрешности воспроизведения $\pm(0,02$ % показания + 1 мкА); диапазон воспроизведения частотных сигналов прямоугольной формы от 0,0028 Гц до 50 кГц, пределы допускаемой основной относительной погрешности воспроизведения $\pm 0,01$ %

3.2 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик СИКН с требуемой точностью.

3.3 Все применяемые эталоны должны быть аттестованы, СИ должны иметь действующий знак поверки и (или) свидетельство о поверке, и (или) запись в паспорте (формуляре) СИ, заверенную подписью поверителя и знаком поверки.

4 ТРЕБОВАНИЯ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

4.1 При проведении поверки должны соблюдаться следующие требования:

- корпуса применяемых СИ должны быть заземлены в соответствии с их эксплуатационной документацией;
- ко всем используемым СИ должен быть обеспечен свободный доступ для заземления, настройки и измерений;
- работы по соединению вспомогательных устройств должны выполняться до подключения к сети питания;
- обеспечивающие безопасность труда, производственную санитарию и охрану окружающей среды;
- предусмотренные «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» и эксплуатационной документацией оборудования, его компонентов и применяемых средств поверки.

4.2 К работе по поверке должны допускаться лица:

- достигшие 18-летнего возраста;
- прошедшие инструктаж по технике безопасности в установленном порядке;
- изучившие эксплуатационную документацию на СИКН, СИ, входящие в состав СИКН, и средства поверки.

5 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны соблюдаться следующие условия:

- | | |
|---------------------------------------|-----------------------|
| – температура окружающего воздуха, °С | от плюс 15 до плюс 25 |
| – относительная влажность, % | от 30 до 80 |
| – атмосферное давление, кПа | от 84,0 до 106,7 |

6 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные операции:

- проверяют заземление СИ, работающих под напряжением;
- эталонные СИ и вторичную часть СИКН устанавливают в рабочее положение с соблюдением указаний эксплуатационной документации;
- эталонные СИ и вторичную часть СИКН выдерживают при температуре, указанной в разделе 5, не менее трех часов, если время их выдержки не указано в инструкции по эксплуатации;
- осуществляют соединение и подготовку к проведению измерений эталонных СИ и вторичную часть СИКН в соответствии с требованиями эксплуатационной документации.

7 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

7.1 Проверка технической документации

7.1.1 При проведении проверки технической документации проверяют:

- наличие руководства по эксплуатации СИКН;
- наличие паспорта СИКН;
- наличие свидетельства о предыдущей поверке СИКН (при периодической поверке);
- наличие паспортов (формуляров) СИ, входящих в состав СИКН;
- наличие действующего знака поверки и (или) свидетельства о поверке, и (или) заверенной подписью поверителя и знаком поверки записи в паспорте (формуляре) СИ,

входящих в состав СИКН.

Примечания

1 Документы на поверку СИ, входящих в состав СИКН, представлены в приложении А настоящей методики поверки.

2 При наличии действующего свидетельства о поверке на Комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L»), входящий в состав СИКН, процедуры по 7.4.1, 7.4.2, 7.4.3 допускается не проводить.

7.1.2 Результаты проверки считают положительными при наличии всей технической документации по пункту 7.1.1.

7.2 Внешний осмотр

7.2.1 При проведении внешнего осмотра СИКН контролируют выполнение требований технической документации к монтажу СИ, измерительно-вычислительных и связующих компонентов СИКН.

7.2.2 При проведении внешнего осмотра СИКН устанавливают состав и комплектность СИКН.

7.2.3 Проверку выполняют на основании сведений, содержащихся в паспорте на СИКН. При этом контролируют соответствие типа СИ, указанного в паспортах СИ, записям в паспорте СИКН.

7.2.4 Результаты проверки считают положительными, если внешний вид, маркировка и комплектность СИКН соответствуют требованиям технической документации.

7.3 Опробование

7.3.1 Подтверждение соответствия программного обеспечения

7.3.1.1 Подлинность программного обеспечения (далее – ПО) СИКН проверяют сравнением идентификационных данных ПО с соответствующими идентификационными данными, зафиксированными при испытаниях в целях утверждения типа и отраженными в описании типа СИКН.

7.3.1.2 Идентификационные данные ПО отражаются на дисплее комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L») и дисплее оператора в соответствии с руководством по эксплуатации.

7.3.1.3 Полученные идентификационные данные сравнивают с исходными, приведенными в описании типа СИКН.

7.3.1.4 Проверяют возможность несанкционированного доступа к ПО СИКН и наличие авторизации (введение логина и пароля), возможность обхода авторизации, проверка реакции ПО СИКН на неоднократный ввод неправильного логина и (или) пароля (аутентификация).

7.3.1.5 Результаты опробования считают положительными, если идентификационные данные ПО СИКН совпадают с идентификационными данными, приведенными в описании типа, а также исключается возможность несанкционированного доступа к ПО СИКН и обеспечивается аутентификация.

7.3.2 Проверка работоспособности

7.3.2.1 Приводят СИКН в рабочее состояние в соответствии с технической документацией фирмы-изготовителя на нее. Проверяют прохождение сигналов калибратора, имитирующих измерительные сигналы. Проверяют на информационном дисплее СИКН показания по регистрируемым в соответствии с конфигурацией СИКН параметрам технологического процесса.

7.3.2.2 Результаты опробования считают положительными, если при увеличении/уменьшении значения входного сигнала соответствующим образом изменяются значения измеряемой величины на мониторе автоматизированного рабочего места оператора СИКН.

Примечание – Допускается проводить проверку работоспособности СИКН одновременно с определением метрологических характеристик по пункту 7.4 настоящей методики поверки.

7.4 Определенне метрологических характеристик

7.4.1 Определенне абсолютной погрешности преобразования входного аналогового

сигнала силы постоянного тока от 4 до 20 мА

7.4.1.1 Определение абсолютной погрешности преобразования входного аналогового сигнала силы постоянного тока (от 4 до 20 мА) проводят по показаниям основного и резервного комплексов измерительно-вычислительных «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-Л») (далее – ИВК).

7.4.1.2 Отключают первичный измерительный преобразователь (далее – ИП) измерительного канала (далее – ИК), подключают калибратор и задают сигнал силы постоянного тока. В качестве реперных точек принимают точки 4; 8; 12; 16; 20 мА.

7.4.1.3 В каждой реперной точке вычисляют абсолютную погрешность Δ_I , мА, по формуле

$$\Delta_I = I_{изм} - I_{эт}, \quad (1)$$

где $I_{изм}$ – значение силы постоянного тока, измеренное СИКН, мА;
 $I_{эт}$ – значение силы постоянного тока, заданное калибратором, мА.

7.4.1.4 Результаты определения абсолютной погрешности преобразования входного аналогового сигнала силы постоянного тока (от 4 до 20 мА) считают положительными, если рассчитанная по формуле (1) погрешность в каждой реперной точке не выходит за пределы $\pm 0,015$ мА.

7.4.2 Определение относительной погрешности при измерении импульсного сигнала

7.4.2.1 Определение относительной погрешности при измерении импульсного сигнала проводят по показаниям основного и резервного ИВК.

7.4.2.2 Отключают первичный ИП ИК, к соответствующему каналу подключают калибратор и задают импульсный сигнал (не менее 10000 импульсов), предусмотрев синхронизацию начала счета импульсов.

7.4.2.3 Вычисляют относительную погрешность δ_I , %, по формуле

$$\delta_I = \frac{n_{изм} - n_{зад}}{n_{зад}} \cdot 100, \quad (2)$$

где $n_{изм}$ – количество импульсов, подсчитанное СИКН, импульсы;
 $n_{зад}$ – количество импульсов, заданное калибратором, импульсы.

7.4.2.4 Результаты определения относительной погрешности при измерении импульсного сигнала считают положительными, если рассчитанная по формуле (2) погрешность не выходит за пределы $\pm 0,01$ %.

7.4.2.5 Процедуры по пунктам 7.4.2.1 – 7.4.2.4 проводят не менее трех раз.

7.4.3 Определение относительной погрешности при измерении частотного сигнала

7.4.3.1 Определение относительной погрешности при измерении частотного сигнала проводят по показаниям основного и резервного ИВК.

7.4.3.2 Отключают первичный ИП ИК, к соответствующему каналу подключают калибратор и задают частотный сигнал 255, 265, 275, 285, 295 Гц.

7.4.3.3 Считывают измеренное значение плотности при каждом значении частоты $\rho_{изм}$, кг/м³.

7.4.3.4 В соответствии с МИ 2816–2012 на основе калибровочных коэффициентов плотномера, давления и температуры определяют расчетное значение плотности для заданного значения частоты $\rho_{расч}$, кг/м³.

В каждой точке вычисляют относительную погрешность δ_f , %, по формуле

$$\delta_f = \frac{\rho_{изм} - \rho_{расч}}{\rho_{расч}} \cdot 100, \quad (3)$$

где $\rho_{изм}$ – измеренное значение плотности при каждом значении частоты, кг/м³;

$\rho_{расч}$ – расчетное значение плотности для заданного значения частоты, кг/м³.

7.4.3.5 Результаты определения относительной погрешности при измерении частотного сигнала считают положительными, если рассчитанная по формуле (3) погрешность в каждой реперной точке не выходит за пределы $\pm 0,01$ %.

7.4.4 Определение относительной погрешности при измерении массы брутто нефти

7.4.4.1 Относительная погрешность при измерении массы брутто нефти принимается равной относительной погрешности счетчиков-расходомеров массовых.

7.4.4.2 Результаты поверки считают положительными, если относительная погрешность при измерении массы брутто нефти не выходит за пределы $\pm 0,25$ % для рабочих измерительных линий и $\pm 0,20$ % для резервно-контрольной измерительной линии.

7.4.5 Определение относительной погрешности при измерении массы нетто нефти

7.4.5.1 Относительная погрешность при измерении массы нетто нефти δM_n , %, определяется по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{(\delta M)^2 + \frac{(\Delta W_g)^2 + (\Delta W_{mn})^2 + (\Delta W_{xc})^2}{\left(1 - \frac{W_g + W_{mn} + W_{xc}}{100}\right)^2}}, \quad (4)$$

где δM – относительная погрешность при измерении массы брутто нефти, %;

ΔW_g – абсолютная погрешность определения массовой доли воды, %;

ΔW_{mn} – абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей, %;

ΔW_{xc} – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей, %;

W_g – массовая доля воды в нефти, %;

W_{mn} – массовая доля механических примесей в нефти, %;

W_{xc} – массовая доля хлористых солей в нефти, %.

7.4.5.2 Абсолютные погрешности измерений массовых долей хлористых солей и механических примесей в нефти, а также содержания воды в испытательной лаборатории определяют в соответствии с ГОСТ 33701–2015. Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и двух измерений соответствующего параметра нефти абсолютную погрешность его измерений вычисляют по формуле

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

где R – воспроизводимость методов определения параметров нефти;

r – сходимость методов определения параметров нефти.

Примечание – Значения R и r приведены в ГОСТ 21534–76, ГОСТ 6370–83, ГОСТ 2477–2014.

7.4.5.3 Пределы абсолютной погрешности измерений массовой доли механических примесей ΔW_{mn} , %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{mn} = \pm \frac{\sqrt{R_{mn}^2 - r_{mn}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}. \quad (6)$$

7.4.5.4 Пределы абсолютной погрешности измерений массовой доли хлористых солей ΔW_{xc} , %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{xc} = \pm 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{xc}}{\rho_{n20}}, \quad (7)$$

где $\Delta \varphi_{xc}$ – пределы абсолютной погрешности измерений концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм³ (г/м³);

ρ_{n20} – плотность нефти, приведенная к стандартным условиям, кг/м³ (измеренная в

$\rho_{н20}$ – плотность нефти, приведенная к стандартным условиям, кг/м³ (измеренная в испытательной лаборатории).

7.4.5.5 Пределы абсолютной погрешности измерений концентрации хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти $\Delta\varphi_x$, мг/дм³ (г/м³), вычисляются по формуле

$$\Delta\varphi_x = \pm \frac{\sqrt{R_x^2 - r_x^2} \cdot 0,5}{\sqrt{2}}. \quad (8)$$

7.4.5.6 Пределы абсолютной погрешности измерений массовой доли воды в нефти в испытательной лаборатории ΔW_g , %, вычисляются по формуле

$$\Delta W_g = \pm \frac{\sqrt{R_g^2 - r_g^2} \cdot 0,5}{\sqrt{2}}. \quad (9)$$

7.4.5.7 В случае определения массовой доли воды в нефти по результатам измерений объемной доли воды в нефти влагомерами, пределы абсолютной погрешности измерений массовой доли воды в нефти ΔW_g , %, вычисляются по формуле

$$\Delta W_g = \pm \frac{\Delta\varphi_g \cdot \rho_g}{\rho_{нр}}, \quad (10)$$

где $\Delta\varphi_g$ – пределы абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в нефти влагомером, %;

ρ_g – плотность воды, приведенная к рабочим условиям (условиям блока измерений показателей качества нефти), определяется в испытательной лаборатории, кг/м³;

$\rho_{нр}$ – плотность нефти, измеренная преобразователем плотности жидкости в блоке измерений показателей качества нефти или определенная в испытательной лаборатории и приведенная к условиям измерения объемной доли воды (условиям блока измерений показателей качества нефти), кг/м³.

7.4.5.8 Результаты определения относительной погрешности при измерении массы нетто нефти считают положительными, если рассчитанная по формуле (4) погрешность не выходит за пределы $\pm 0,35$ %.

8 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

8.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в соответствии с приказом Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 2 июля 2015 г. № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

8.2 Отрицательные результаты поверки СИКН оформляют в соответствии с приказом Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 2 июля 2015 г. № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке». При этом выписывается извещение о непригодности к применению СИКН с указанием причин непригодности.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(рекомендуемое)

Документы на поверку СИ, входящих в состав СИКН, приведены в таблице А.1

Т а б л и ц а – Документы на поверку СИ, входящих в состав СИКН

Наименование СИ	Документ
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF400 с электронным преобразователем модели 2700 (регистрационный номер 45115-16)	МП 45115-16 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки» с изменением № 1, утвержденным ФГУП «ВНИИМС» 22 декабря 2016 г.; МИ 3272-2010 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и проточным преобразователем плотности»; МИ 3151-2008 «ГСИ. Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности».
Термопреобразователь универсальный ТПУ 0304 (регистрационный номер 50519-12)	«Инструкция. Термопреобразователи универсальные ТПУ 0304. Методика поверки. НКГЖ.411611.001МП», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИФТРИ» 19.03.2012 г.
Преобразователь давления измерительный АИР-10 (регистрационный номер 31654-14)	НКГЖ.406233.018МП «Преобразователи давления измерительные АИР-10. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 23. 01. 2014 г.
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400 (регистрационный номер 57762-14)	МП РТ 1849-2014 «Расходомеры-счётчики ультразвуковые OPTISONIC 3400. Методика поверки», утверждённая руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 23.05.2014 г.
Преобразователь плотности и расхода CDM (регистрационный номер 63515-16)	МП 02-221-2015 «ГСИ. Преобразователи плотности и расхода CDM. Методика поверки», утвержденная ФГУП «УНИИМ» 05.11.2015 г.
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм (регистрационный номер 14557-15)	МП 0309-6-2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИР» 04.09.2015 г.
Комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L») (регистрационный номер 43239-15)	МП 0177-2-2014 «Инструкция. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L»). Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» 09.09.2014 г.