



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



«УТВЕРЖДАЮ»

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

« 14 » 01 2019 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2060
ЗАО «Предприятие Кара Алтын» при промышленной базе
ОАО «Татнефтепром-Зюзеевнефть»

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

(с изменением № 1)

МП 0606/1-311229-2016

г. Казань
2019

1 ВВЕДЕНИЕ

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой № 2060 ЗАО «Предприятие Кара Алтын» при промышленной базе ОАО «Татнефтепром-Зюзеевнефть» (далее – СИКНС), заводской № 61, принадлежащую ЗАО «Предприятие Кара Алтын», г. Альметьевск, и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации.

1.2 – 1.8 (Исключены, Изм. № 1)

1.9 Интервал между поверками СИКНС – 1 год.

1.10 Средства измерений (далее – СИ), входящие в состав СИКНС, во время эксплуатации СИКНС должны быть поверены. Интервалы между поверками СИ соответствуют установленным при утверждении типа данных СИ.

1.10 (Введен дополнительно, Изм. № 1)

2 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны быть выполнены операции:

- внешний осмотр (пункт 7.2);
- опробование (пункт 7.3);
- определение метрологических характеристик (пункт 7.4);
- оформление результатов поверки (раздел 8).

Примечание – При получении отрицательных результатов поверки по какому-либо пункту методики поверки поверку СИКНС прекращают.

Раздел 2 (Измененная редакция, Изм. № 1)

3 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

3.1 Для контроля условий проведения поверки применяют термогигрометр ИВА-6 модификации ИВА-6А-Д: диапазон измерений атмосферного давления от 700 до 1100 гПа, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения атмосферного давления $\pm 2,5$ гПа; диапазон измерений относительной влажности от 0 до 98 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерения относительной влажности ± 2 % в диапазоне от 0 до 90 %, ± 3 % в диапазоне от 90 до 98 %; диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности температуры $\pm 0,3$ °С.

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

3.3 Применяемые СИ должны быть поверены и иметь действующий знак поверки и (или) свидетельство о поверке, и (или) запись в паспорте (формуляре), заверенную работником аккредитованного юридического лица или индивидуального предпринимателя, проводившего поверку СИ, и знаком поверки.

3.1 – 3.3 (Измененная редакция, Изм. № 1)

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» и «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок», а также 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 СИКНС, СИ, входящие в состав СИКНС, и средства поверки.

5 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

5.1 Поверку проводят при условиях, сложившихся на момент проведения поверки и удовлетворяющих условиям эксплуатации СИКНС

5.1 (Измененная редакция, Изм. № 1)

Раздел 6 (Исключен, Изм. № 1)

7 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

7.1 Проверка технической документации

При проведении проверки технической документации проверяют наличие:

- руководства по эксплуатации СИКНС;
- паспорта СИКНС;
- свидетельства о последней поверке СИКНС (при периодической поверке);
- паспортов (формуляров) СИ, входящих в состав СИКНС;
- действующего знака поверки и (или) свидетельства о поверке, и (или) записи в паспорте (формуляре) СИ, заверенной работником аккредитованного юридического лица или индивидуального предпринимателя, проводившего поверку СИ, и знаком поверки всех СИ, входящих в состав СИКНС.

7.1 (Измененная редакция, Изм. № 1)

7.2 Внешний осмотр

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

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

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

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

7.3 Опробование

7.3.1 Проверка идентификационных данных программного обеспечения

7.3.1.1 Проверку идентификационных данных программного обеспечения (далее – ПО)

СИКНС проводят сравнением идентификационных данных ПО с соответствующими идентификационными данными, зафиксированными при испытаниях в целях утверждения типа и отраженными в описании типа СИКНС.

Для просмотра идентификационных данных ПО OMNI 6000 необходимо:

1) При помощи клавиши «DIAG» на клавиатуре передней панели контроллера, перейти в подраздел «Status».

2) Осуществить выбор при помощи клавиши «ENTER».

3) При помощи клавиши «стрелка вниз» дойти до необходимых идентификационных данных.

7.3.1.2 Идентификационные данные ПО автоматизированного рабочего места (далее – АРМ) «Сфера» отображаются во вкладке «Справка» расположенной в верхней части экрана АРМ, а также в нижнем правом углу экрана.

7.3.1.3 Полученные идентификационные данные сравнивают с исходными, представленными в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Идентификационные данные ПО СИКНС

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	mDLL.dll	OMNI 6000
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.5.16	24.75.01
Цифровой идентификатор ПО	ef9f814ff4180d55bd94d0debd230d76	0942
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5	CRC-16
Наименование ПО	ПО АРМ «Сфера»	ПО OMNI 6000 (рабочий), ПО OMNI 6000 (резервный)

7.3.1.4 (Исключен, Изм. № 1)

7.3.1.5 Результаты проверки идентификационных данных ПО считают положительными, если идентификационные данные ПО СИКНС совпадают с идентификационными данными, которые приведены в таблице 7.1.

7.3.1.5 (Измененная редакция, Изм. № 1)

7.3.2 Проверка работоспособности

7.3.2.1 Проверяют:

- отсутствие сообщений об ошибках;
- соответствие текущих измеренных СИКНС значений температуры, давления, расхода данным, отраженным в описании типа СИКНС;

- соответствие внесенных в комплекс измерительно-вычислительный физико-химических показателей нефти данным, отраженным в паспорте качества и описании типа ИС.

7.3.2.2 Результаты проверки работоспособности считают положительными, если:

- отсутствуют сообщения об ошибках;
- текущие измеренные СИКНС значения температуры, давления, расхода соответствуют данным, отраженным в описании типа СИКНС;

- внесенные в комплекс измерительно-вычислительный физико-химические показатели измеряемых сред соответствуют данным, отраженным в паспортах качества и описании типа СИКНС.

7.3.3 (Измененная редакция, Изм. № 1)

7.4 Определение метрологических характеристик

7.4.1 – 7.4.2 (Исключены, Изм. № 1)

7.4.3 Определение относительной погрешности измерений массы сырой нефти

7.4.3.1 Относительная погрешность измерений массы сырой нефти при прямом методе динамических измерений принимается равной относительной погрешности счетчиков-расходомеров массовых.

7.4.3.2 Результаты поверки считают положительными, если относительная погрешность измерений массы сырой нефти не выходит за пределы $\pm 0,25\%$ для счетчика-расходомера массового, установленного на рабочей измерительной линии (далее – ИЛ), и $\pm 0,2\%$ для счетчика-расходомера массового, установленного на контрольно-резервной ИЛ.

7.4.4 Определение относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти

7.4.4.1 Относительная погрешность измерений массы нетто сырой нефти $\delta M_H, \%$, определяется по формуле

$$\delta M_H = \pm 1,1 \sqrt{\delta M_c^2 + \frac{(\Delta W_B)^2 + (\Delta W_{XC})^2 + (\Delta W_{МП})^2 + (\Delta W_{РГ})^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{XC} + W_{МП} + W_{РГ}}{100}\right)^2}}, \quad (1)$$

- где δM_c – относительная погрешность измерений массы сырой нефти, %;
- ΔW_B – абсолютная погрешность определения массовой доли воды, %;
- ΔW_{XC} – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей, %;
- $\Delta W_{МП}$ – абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей, %;
- $\Delta W_{РГ}$ – абсолютная погрешность определения массовой доли растворенного газа, %;
- W_B – массовая доля воды в сырой нефти, %;
- W_{XC} – массовая доля хлористых солей в сырой нефти, %;
- $W_{МП}$ – массовая доля механических примесей в сырой нефти, %;
- $W_{РГ}$ – массовая доля растворенного газа в сырой нефти, %.

7.4.4.2 Массовая доля воды $W_B, \%$, определяется по формуле

$$W_B = \frac{\varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_{CH}}, \quad (2)$$

- где φ_B – объёмная доля воды, %;
- ρ_B – плотность пластовой воды, кг/м^3 ;
- ρ_{CH} – плотность сырой нефти, кг/м^3 .

7.4.4.3 Абсолютная погрешность определения массовой доли воды $\Delta W_B, \%$, определяется по формуле

$$\Delta W_B = \frac{\Delta \varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_{CH}}, \quad (3)$$

- где $\Delta \varphi_B$ – абсолютная погрешность определения объёмной доли воды с помощью влагомера, %.

7.4.4.4 Абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей $\Delta W_{МП}, \%$, определяется по формуле

$$\Delta W_{МП} = \frac{\sqrt{R_{МП}^2 - r_{МП}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (4)$$

где $R_{\text{МП}}$ – воспроизводимость метода определения массовой доли механических примесей, %;

$r_{\text{МП}}$ – сходимость метода определения массовой доли механических примесей, кг/м³.

7.4.4.5 Массовая доля хлористых солей $W_{\text{ХС}}$, %, определяется по формуле

$$W_{\text{ХС}} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{\text{ХС}}}{\rho_{\text{СН}}}, \quad (5)$$

где $\varphi_{\text{ХС}}$ – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм³.

7.4.4.6 Абсолютная погрешность определения массовой концентрации хлористых солей $\Delta\varphi_{\text{ХС}}$, мг/дм³, определяется по формуле

$$\Delta\varphi_{\text{ХС}} = \frac{\sqrt{R_{\text{ХС}}^2 - r_{\text{ХС}}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (6)$$

где $R_{\text{ХС}}$ – воспроизводимость метода определения содержания хлористых солей, мг/дм³;

$r_{\text{ХС}}$ – сходимость метода определения содержания хлористых солей, мг/дм³.

7.4.4.7 Абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей $\Delta W_{\text{ХС}}$, %, определяется по формуле

$$\Delta W_{\text{ХС}} = 0,1 \cdot \frac{\Delta\varphi_{\text{ХС}}}{\rho_{\text{СН}}}. \quad (7)$$

7.4.4.8 Массовая доля растворенного газа $W_{\text{РГ}}$, %, определяется по формуле

$$W_{\text{РГ}} = \frac{V_{\text{РГ}} \cdot \rho_{\text{Г}}}{\rho_{\text{СН}}} \cdot 100, \quad (8)$$

где $V_{\text{РГ}}$ – объёмная доля растворенного газа, м³/м³;

$\rho_{\text{Г}}$ – плотность газа при стандартных условиях, кг/м³.

7.4.4.9 Абсолютная погрешность определения массовой доли растворенного газа, $\Delta W_{\text{РГ}}$, %, определяется по формуле

$$\Delta W_{\text{РГ}} = \frac{\Delta V_{\text{РГ}} \cdot \rho_{\text{Г}}}{\rho_{\text{СН}}}, \quad (9)$$

где $\Delta V_{\text{РГ}}$ – абсолютная погрешность измерений объёмной доли, м³/м³.

7.4.4.10 Результаты поверки считают положительными, если рассчитанная относительная погрешность измерений массы нетто сырой нефти не выходит за пределы, указанные в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Пределы относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при измерении объемной доли воды с помощью влагомера нефти поточного УДВН-1пм1, %	$\pm 0,35$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды в испытательной лаборатории, %:	
– при массовой доле воды до 2 %	$\pm 0,35$
– при массовой доле воды от 2 % до 5,6 %	$\pm 0,55$

8 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

8.1 Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы.

8.2 В соответствии с порядком, установленным законодательством Российской Федерации об обеспечении единства измерений, при положительных результатах поверки СИКНС оформляют свидетельство о поверке СИКНС (знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС), при отрицательных результатах поверки СИКНС – извещение о непригодности к применению.

8.3 На оборотной стороне свидетельства о поверке указывают фразу: «Результаты поверки СИКНС действительны в течение межповерочного интервала, если результаты поверки СИ, входящих в состав СИКНС, в течение их межповерочного интервала установленного при их утверждении типа, удостоверены действующим знаком поверки и (или) свидетельством о поверке, и (или) записью в паспорте (формуляре) СИ, заверяемой подписью работником аккредитованного юридического лица или индивидуального предпринимателя, проводившего поверку СИ, и знаком поверки всех СИ, входящих в состав СИКНС».

Раздел 8 (Измененная редакция, Изм. № 1)