



ООО Центр Метрологии «СТП»
Регистрационный № RA.RU.311229 выдан 30.07.2015 г.



«УТВЕРЖДАЮ»

Технический директор

ООО Центр Метрологии «СТП»

И. А. Яценко И. А. Яценко

« 20 » 05 2019 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и показателей качества нефти № 568
в районе ЛПДС «Пур-Пе» на ПСП «Губкинский»**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

(с изменением № 2)

МП 126-30151-2014

г. Казань
2019

1 ВВЕДЕНИЕ

1.1 Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 568 в районе ЛПДС «Пур-Пе» на ПСП «Губкинский» (далее – СИКН), заводской № 15, и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации.

1.1 (Измененная редакция, Изм. № 1)

1.2 – 1.11 (Исключены, Изм. № 1)

1.12 Интервал между поверками СИКН – 1 год.

1.13 – 1.14 (Исключены, Изм. № 2)

1.15 Результаты поверки средств измерений (далее – СИ), входящих в состав СИКН, в течение их межповерочного интервала, установленного при их утверждении типа, удостоверяются действующим знаком поверки и (или) свидетельством о поверке, и (или) записью в паспорте (формуляре) СИ, заверяемой подписью работника аккредитованного юридического лица или индивидуального предпринимателя, проводившего поверку СИ, и знаком поверки.

1.15 (Введен дополнительно, Изм. № 2)

2 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны быть выполнены следующие операции:

- проверка технической документации (пункт 7.1);
- внешний осмотр (пункт 7.2);
- опробование (пункт 7.3);
- определение метрологических характеристик (пункт 7.4);
- оформление результатов поверки (раздел 8).

Раздел 2 (Измененная редакция, Изм. № 1)

3 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

3.1 Для контроля условий проведения поверки применяют термогигрометр ИВА-6А-П-Д (регистрационный номер 46434-11): 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 40 до плюс 60 °С, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности температуры ± 1 °С в диапазоне от минус 40 до минус 20 °С, $\pm 0,3$ °С в диапазоне от минус 20 до плюс 60 °С.

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

3.3 Все применяемые эталоны должны быть аттестованы, средства измерений (далее – СИ) должны быть поверены в установленном порядке.

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 специальную подготовку и имеющие удостоверения на право проведения поверки;
- прошедшие инструктаж по технике безопасности в установленном порядке;
- изучившие эксплуатационную документацию на СИКН, СИ, входящие в состав СИКН, и средства поверки.

5 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

5.1 Условия проведения поверки СИ, входящих в состав СИКН, приведены в методиках поверки данных СИ. Поверку ИС проводят в рабочих условиях эксплуатации:

- | | |
|---|------------------|
| – температура окружающего воздуха в блоке фильтров, блок-боксе блока измерительных линий и блока измерений показателей качества нефти, блок-боксе поверочной установки, °С | от 0 до +40 |
| – температура окружающего воздуха в операторной, °С | от 5 до 30 |
| – относительная влажность в блоке фильтров, блок-боксе блока измерительных линий и блока измерений показателей качества нефти, блок-боксе поверочной установки, %, не более | 95 |
| – относительная влажность в операторной, %, не более | 90 |
| – атмосферное давление, кПа | от 84,0 до 106,7 |

5.1 (Измененная редакция, Изм. № 1)

5.2 (Исключен, Изм. № 1)

5.3 Параметры электропитания СИКН должны соответствовать условиям применения, указанным в руководстве по эксплуатации.

Раздел 6 (Исключен, Изм. № 1)

7 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

7.1 Проверка технической документации

При проведении проверки технической документации проверяют наличие:

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

7.1 (Измененная редакция, Изм. № 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, проверяют отсутствие механических повреждений СИ, четкость надписей и обозначений.

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

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

7.2.4 Результаты проверки считают положительными, если внешний вид, маркировка и комплектность СИКН соответствуют требованиям технической документации, отсутствуют механические повреждения СИ, надписи и обозначения четкие.

7.3 Опробование

7.3.1 Проверка идентификационных данных программного обеспечения

7.3.1.1 Подтверждение соответствия программного обеспечения (далее – ПО) СИКН проверяют сравнением идентификационного наименования, номера версии и цифрового идентификатора (контрольной суммы) ПО с соответствующими идентификационными данными, зафиксированными при испытаниях в целях утверждения типа и отраженными в описании типа СИКН.

7.3.1.2 Результаты проверки идентификационных данных ПО считают положительными, если идентификационное наименование, номер версии и цифровой идентификатор (контрольная сумма) ПО, совпадают с исходными, зафиксированными при испытаниях в целях утверждения типа и отраженными в описании типа СИКН, а также исключается возможность несанкционированного доступа к ПО СИКН и обеспечивается аутентификация.

7.3.2 Проверка работоспособности

7.3.2.1 Проверяют:

- отсутствие сообщений об ошибках;
- соответствие текущих измеренных СИКН значений температуры, давления, расхода данным, отраженным в описании типа СИКН;
- соответствие внесенных в комплекс измерительно-вычислительный физико-химических показателей нефти данным, отраженным в паспорте качества и описании типа СИКН.

7.3.2.2 Результаты проверки работоспособности считают положительными, если:

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

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

7.3 (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 брутто нефти

7.4.3.1 Относительная погрешность измерений массы брутто нефти при прямом методе динамических измерений принимается равной относительной погрешности счетчика-расходомера массового.

7.4.3.2 Результаты поверки считают положительными, если относительная погрешность измерений массы брутто нефти не выходит за пределы $\pm 0,25\%$.

7.4.4 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

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

$$\delta M_n = \pm 1,1 \sqrt{(\delta M)^2 + \frac{(\Delta W_b)^2 + (\Delta W_{мп})^2 + (\Delta W_{xc})^2}{\left[1 - \frac{W_b + W_{мп} + W_{xc}}{100}\right]^2}}, \quad (1)$$

- где δM – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;
 ΔW_b – абсолютная погрешность определения массовой доли воды, %;
 $\Delta W_{мп}$ – абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей, %;
 ΔW_{xc} – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей, %;
 W_b – массовая доля воды в нефти, %;
 $W_{мп}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %;
 W_{xc} – массовая доля хлористых солей в нефти, %.

7.4.4.2 Массовую долю воды $W_b, \%$, определяют в испытательной лаборатории по ГОСТ 2477–2014 или рассчитывают по формуле

$$W_b = \frac{\varphi_b \cdot \rho_b}{\rho_n}, \quad (2)$$

- где φ_b – объемная доля воды в нефти, измеренная поточным влагомером, %;
 ρ_b – плотность воды, приведенная к условиям измерений объемной доли воды в нефти, кг/м^3 (принимается равной 1000 кг/м^3);
 ρ_n – плотность нефти при условиях измерений объемной доли воды в нефти, кг/м^3 .

7.4.4.3 Массовую долю хлористых солей $W_{xc}, \%$, в нефти рассчитывают по формуле

$$W_{xc} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{xc}}{\rho_{n20}}, \quad (3)$$

- где φ_{xc} – концентрация хлористых солей в нефти, определенная в испытательной лаборатории по ГОСТ 21534–76, мг/дм^3 (г/м^3);
 ρ_{n20} – плотность нефти при температуре 20°C и избыточном давлении, равном нулю, кг/м^3 .

7.4.4.4 Абсолютную погрешность определений массовой доли воды в нефти $\Delta W_{\text{в}}$, %, вычисляют:

– при определении массовой доли воды в испытательной лаборатории по ГОСТ 2477–2014 в соответствии с ГОСТ 33701–2015 по формуле

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

где $R_{\text{в}}$ – воспроизводимость метода по ГОСТ 2477–2014, выраженная в массовых долях, %

$r_{\text{в}}$ – сходимости метода по ГОСТ 2477–2014, выраженная в массовых долях, %;

– при вычислении массовой доли воды в нефти по результатам измерений объемной доли воды в нефти поточным влагомером по формуле

$$\Delta W_{\text{в}} = \pm \frac{\Delta \varphi_{\text{в}} \cdot \rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{н}}}, \quad (5)$$

где $\Delta \varphi_{\text{в}}$ – абсолютная погрешность измерений объемной доли воды в сырой нефти влагомером с учетом погрешности барьеров искрозащиты (при наличии) и погрешности измерения сигналов силы постоянного тока измерительно-вычислительного комплекса, %.

7.4.4.5 Абсолютную погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти $\Delta W_{\text{мп}}$, %, в соответствии с ГОСТ 33701–2015 вычисляют по формуле

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

где $R_{\text{мп}}$ – воспроизводимость метода по ГОСТ 6370–83, %;

$r_{\text{мп}}$ – сходимости метода по ГОСТ 6370–83, %.

7.4.4.6 Абсолютную погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти $\Delta W_{\text{хс}}$, %, в соответствии с ГОСТ 33701–2015 вычисляют по формуле

$$\Delta W_{\text{хс}} = \pm \sqrt{\frac{R_{\text{хс}}^2 - 0,5 \cdot r_{\text{хс}}^2}{2}}, \quad (7)$$

где $R_{\text{хс}}$ – воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534–76, выраженная в массовых долях, %;

$r_{\text{хс}}$ – сходимости метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534–76, выраженная в массовых долях, %.

7.4.4.7 Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534–76 принимают равной удвоенному значению сходимости. Значение сходимости $r_{\text{хс}}$, выраженное в массовых долях, %, рассчитывают по формуле

$$r_{\text{хс}} = \frac{0,1 \cdot r_{\text{хсм}}}{\rho_{\text{н}20}}, \quad (8)$$

где $r_{\text{хсм}}$ – сходимости метода по ГОСТ 21534–76, мг/дм³.

7.4.4.1 (Измененная редакция, Изм. № 1)

7.4.4.8 Результаты поверки считают положительными, если рассчитанная относительная погрешность измерений массы нетто нефти не выходит за пределы $\pm 0,35$ %.

8 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

8.1 Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы с указанием даты и места проведения поверки, условий поверки, применяемых эталонов, результатов расчета погрешностей.

8.2 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 положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН (знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН), при отрицательных результатах – извещение о непригодности.

Раздел 8 (Измененная редакция, Изм. № 1)

8.3 На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН указывают фразу: «Результаты поверки СИКН действительны в течение межповерочного интервала, если результаты поверки СИ, входящих в состав СИКН, 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 поверителя и знаком поверки».

8.3 (Введен дополнительно, Изм. № 2)