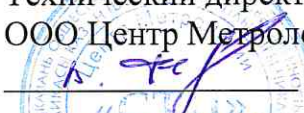




ООО Центр Метрологии «СТП»
Регистрационный номер записи в реестре аккредитованных
лиц RA.RU.311229

«УТВЕРЖДАЮ»

Технический директор по испытаниям
ООО Центр Метрологии «СТП»

 В.В. Фефелов

« 11 » 09 2020 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и показателей качества нефти сырой ДНС-2
Приразломного месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз»**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП 1109/1-311229-2020

г. Казань
2020

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти сырой ДНС-2 Приразломного месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз» (далее – СИКНС), заводской № 2342-17, и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации.

Результаты поверки средств измерений (далее – СИ), входящих в состав СИКНС, 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 (далее – поверитель), и знаком поверки.

Интервал между поверками СИКНС – 1 год.

1 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны быть выполнены следующие операции:

- внешний осмотр (пункт 6.1);
- опробование (пункт 6.2);
- определение метрологических характеристик (пункт 6.3);
- оформление результатов поверки (раздел 7).

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

2 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

2.1 При проведении поверки СИКНС применяют следующие средства поверки:

– калибратор многофункциональный МСх-R модификации МС5-R-IS (регистрационный номер 22237-08) (далее – калибратор): диапазон воспроизведения силы постоянного тока от 0 до 25 мА, пределы допускаемой основной погрешности воспроизведения $\pm(0,02 \text{ \% показания} + 1 \text{ мкА})$;

– термогигрометр ИВА-6, модификация ИВА-6Н-КП-Д (регистрационный номер 46434-11): диапазон измерений относительной влажности от 0 до 98 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений относительной влажности $\pm 2 \text{ \%}$ в диапазоне измерений от 0 до 90 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений относительной влажности $\pm 3 \text{ \%}$ в диапазоне измерений от 90 до 98 %, диапазон измерений температуры от 0 до 60 °С, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерения температуры $\pm 0,3 \text{ °С}$, диапазон измерений атмосферного давления от 300 до 1100 гПа, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений атмосферного давления $\pm 2,5 \text{ гПа}$ в диапазоне от 700 до 1100 гПа.

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

2.3 Применяемые эталоны, СИ должны соответствовать требованиям нормативных правовых документов в области обеспечения единства измерений Российской Федерации.

3 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

3.1 При проведении поверки должны соблюдаться следующие требования:

- правил технической эксплуатации электроустановок потребителей;
- правил безопасности при эксплуатации средств поверки и СИКНС, приведенных в их эксплуатационных документах;
- инструкций по охране труда, действующих на объекте.

3.2 К проведению поверки допускаются лица, изучившие настоящую методику поверки, руководства по эксплуатации СИКНС и средств поверки и прошедшие инструктаж по охране труда.

4 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 до 106 |

5 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

5.1 Средства поверки и систему обработки информации СИКНС выдерживают при условиях, указанных в разделе 4, не менее трех часов.

5.2 Средства поверки и СИКНС подготавливают к работе в соответствии с их эксплуатационными документами.

6 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

6.1 Внешний осмотр

6.1.1 Проверяют:

- состав СИ и комплектность СИКНС;
- наличие свидетельства о последней поверке СИКНС (при периодической поверке);
- отсутствие механических повреждений СИКНС, препятствующих ее применению;
- четкость надписей и обозначений;
- соответствие монтажа СИ, входящих в состав СИКНС, требованиям эксплуатационных документов.

6.1.2 Результаты проверки считают положительными, если:

- состав СИ и комплектность СИКНС соответствуют описанию типа СИКНС;
- представлено свидетельство о последней поверке СИКНС (при периодической поверке);
- отсутствуют механические повреждения СИКНС, препятствующие ее применению;
- надписи и обозначения четкие;
- монтаж СИ, входящих в состав СИКНС, соответствует требованиям эксплуатационных документов.

6.2 Опробование

6.2.1 Проверка идентификационных данных программного обеспечения

6.2.1.1 Проверку номера версии и контрольной суммы программного обеспечения СИКНС проводят в следующей последовательности:

- нажать на кнопку «Информация», расположенную на лицевой панели комплекса измерительно-вычислительного расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (далее – ИВК), входящего в состав СИКНС;
- зафиксировать идентификационные данные программного обеспечения и сравнить их с соответствующими идентификационными данными, указанными в разделе «Программное обеспечение» описания типа СИКНС.

Примечание – Проверку идентификационных данных программного обеспечения проводят по показаниям рабочего и резервного ИВК.

6.2.1.2 Результаты проверки соответствия программного обеспечения считают положительными, если идентификационные данные совпадают с указанными в описании типа.

6.2.2 Проверка работоспособности

6.2.2.1 Проверяют соответствие текущих измеренных СИКНС значений массовой доли воды, температуры, избыточного давления, расхода нефти сырой и введенных в ИВК в виде условно-постоянных параметров физико-химических показателей нефти данным, отраженным в описании типа СИКНС.

6.2.2.2 Результаты проверки работоспособности считают положительными, если текущие измеренные СИКНС значения массовой доли воды, температуры, избыточного давления, расхода нефти сырой и введенных в ИВК в виде условно-постоянных параметров физико-химических показателей нефти соответствуют данным, отраженным в описании типа СИКНС.

6.3 Определение метрологических характеристик

6.3.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКНС

6.3.1.1 Проверяют наличие действующего знака поверки и (или) свидетельства о поверке, и (или) записи в паспорте (формуляре) СИ, заверенной подписью поверителя и знаком поверки СИ, входящих в состав СИКНС (кроме барьеров искрозащиты).

6.3.1.2 При наличии действующих свидетельств о поверке барьеров искрозащиты, входящих в состав СИКНС, операции по 6.3.2 допускается не проводить.

6.3.1.3 Результаты поверки по 6.3.1 считают положительными, если СИ, указанные в 6.3.1.1, имеют действующий знак поверки и (или) свидетельство о поверке, и (или) запись в паспорте (формуляре) СИ, заверенную подписью поверителя и знаком поверки.

6.3.2 Определение основной приведенной погрешности преобразования входного аналогового сигнала силы постоянного тока от 4 до 20 мА в значение измеряемого параметра

6.3.2.1 Отключают первичный измерительный преобразователь измерительного канала (далее – ИК) и к соответствующему каналу подключают калибратор, установленный в режим имитации сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА.

6.3.2.2 С помощью калибратора устанавливают электрический сигнал силы постоянного тока. В качестве контрольных точек принимают точки 4; 8; 12; 16; 20 мА.

6.3.2.3 Считывают значения входного сигнала с монитора операторской станции управления и в каждой контрольной точке рассчитывают основную приведенную погрешность γ_1 , %, по формуле

$$\gamma_1 = \frac{I_{\text{изм}} - I_{\text{эт}}}{16} \cdot 100, \quad (1)$$

где $I_{\text{изм}}$ – значение силы постоянного тока, измеренное СИКНС (по показаниям основного и резервного ИВК), мА;

$I_{\text{эт}}$ – значение силы постоянного тока, заданное калибратором, мА.

6.3.2.4 Если показания СИКНС можно просмотреть только в единицах измеряемой величины, то при линейной функции преобразования значение тока $I_{\text{изм}}$, мА, рассчитывают по формуле

$$I_{\text{изм}} = \frac{16}{X_{\text{max}} - X_{\text{min}}} \cdot (X_{\text{изм}} - X_{\text{min}}) + 4, \quad (2)$$

где X_{max} – настроенный верхний предел измерений ИК, соответствующий значению силы постоянного тока 20 мА, в абсолютных единицах измерений;

X_{min} – настроенный нижний предел измерений ИК, соответствующий значению силы постоянного тока 4 мА, в абсолютных единицах измерений;

$X_{\text{изм}}$ – значение измеряемого параметра, соответствующее задаваемому аналоговому сигналу силы постоянного тока от 4 до 20 мА, в абсолютных единицах измерений. Считывают с монитора операторской станции.

6.3.2.5 Результаты поверки по 6.3.2 считают положительными, если рассчитанная по формуле (1) основная приведенная погрешность в каждой контрольной точке не выходит за пределы, указанные в описании типа СИКНС.

6.3.3 Определение относительной погрешности измерений массы нефти сырой и массы нетто нефти сырой

6.3.3.1 При положительных результатах, полученных при выполнении пунктов 6.1 – 6.2, 6.3.1 – 6.3.2 настоящей методики поверки, пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти сырой с помощью СИКНС принимают равными $\pm 0,25$ %.

6.3.3.2 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти сырой δM_H , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta M^2 + \frac{(\Delta W_B)^2}{\left(1 - \frac{W_B}{100}\right)^2} + \frac{(\Delta W_{xc})^2 + (\Delta W_{мп})^2}{\left(1 - \frac{W_{xc} + W_{мп}}{100}\right)^2}}, \quad (3)$$

где δM – относительная погрешность измерения массы нефти сырой расходомером массовым Promass (принимают равной $\pm 0,25$ % для расходомеров массовых Promass применяемых на рабочих измерительных линиях, $\pm 0,20$ % применяемого на контрольно-резервной измерительной линии, в качестве контрольного), %;

где ΔW_B – абсолютная погрешность определения массовой доли воды в нефти сырой, %;

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

$\Delta W_{мп}$ – абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей в нефти сырой, %;

W_B – массовая доля воды в нефти сырой, %;

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

$W_{мп}$ – массовая доля механических примесей в нефти сырой, %.

Пределы абсолютной погрешности измерений массовой доли воды в нефти сырой ΔW_B , %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_B = \pm \frac{\varphi_B \cdot \rho_{B_раб}}{\rho_{H_раб}}, \quad (4)$$

где φ_B – объемная доля воды, %;

$\rho_{B_раб}$ – плотность пластовой воды при рабочих условиях, кг/м^3 ;

$\rho_{H_раб}$ – плотность нефти сырой, приведенная к рабочим условиям, кг/м^3 .

Пределы абсолютной погрешности определений массовой доли хлористых солей в нефти сырой ΔW_{xc} , %, вычисляют в соответствии с ГОСТ 33701–2015 по формуле

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

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

r_{xc} – сходимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534–76, выраженная в массовых долях, %.

Пределы абсолютной погрешности определения массовой доли механических примесей в нефти сырой при вероятности 0,95 $\Delta W_{мп}$, %, в соответствии с ГОСТ 33701–2015 определяют по формуле

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

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

$r_{мп}$ – сходимостъ метода по ГОСТ 6370–83, %.

Воспроизводимостъ метода определения концентрации хлористых солей R_{xc} по ГОСТ 21534–76 принимают равной удвоенному значению сходимости r_{xc} . Значение сходимости r_{xc} , выраженное по ГОСТ 21534–76 в мг/дм³, переводят в массовые доли % по формуле

$$r_{хст} = 0,1 \cdot \frac{r_{xc}}{\rho_{обез_20}}, \quad (7)$$

где r_{xc} – сходимостъ метода по ГОСТ 21534–76, мг/дм³;

$\rho_{обез_20}$ – плотностъ обезвоженной дегазированной нефти при температурѣ 20 °С и избыточном давлении, равном нулю, кг/м³.

Результаты поверки по пункту 6.3.3.2 считают положительными, если относительная погрешностъ измерений массы нетто нефти сырой не выходит за пределы $\pm 2,5$ % (при объемной доле воды до 50 % включительно), за пределы $\pm 5,0$ % (при объемной доле воды св. 50 до 70 % включительно), за пределы $\pm 15,0$ % (при объемной доле воды св. 70 %).

7 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

7.1 Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы.

7.2 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.

7.3 На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКНС 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 поверителя и знаком поверки».

7.4 При выполнении операций по 6.3.2 настоящей методики поверки поверку барьеров искрозащиты в процессе эксплуатации СИКНС не проводят и на оборотной стороне свидетельства о поверке СИКНС указывают заводские номера барьеров искрозащиты и фразу: «Результаты поверки СИКНС действительны в течение межповерочного интервала, если результаты поверки СИ, входящих в состав СИКНС, за исключением барьеров искрозащиты, 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».