



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

«УТВЕРЖДАЮ»



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

« 28 » 11 2018 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и параметров нефти сырой № 19
с Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения
ООО «Лукойл-Коми»**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП 2811/1-311229-2018

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой № 19 с Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения ООО «Лукойл-Коми» (далее – СИКНС), заводской № 2558-17, изготовленную ЗАО НИЦ «ИНКОМСИСТЕМ», г. Казань, и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации.

Интервал между поверками СИКНС – 1 год.

1 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны быть выполнены следующие операции:

- внешний осмотр (пункт 5.1);
- опробование (пункт 5.2);
- определение метрологических характеристик (пункт 5.3);
- оформление результатов поверки (раздел 6).

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

2 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

2.1 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 измерений температуры $\pm 0,3$ °С.

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

2.3 Применяемые средства измерений (далее – СИ) должны быть поверены и иметь действующий знак поверки и (или) свидетельство о поверке, и (или) запись в паспорте (формуляре), заверенную подписью поверителя и знаком поверки.

3 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

3.1 При проведении поверки должны соблюдаться 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

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

4.1 Параметры измеряемой среды представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Параметры измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Температура сырой нефти, °С	от +80 до +120
Избыточное давление сырой нефти, МПа	от 1,0 до 4,0
Плотность обезвоженной нефти при 20 °С и избыточном давлении, равном нулю, кг/м ³	от 895 до 990
Объемная доля воды, %	от 0,5 до 85,0
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,21
Концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	16374,5
Содержание свободного газа, %	не допускается
Содержание свободного газа, м ³ / м ³	не допускается
Вязкость динамическая, мПа·с:	
– при 20 °С	от 2500 до 3600
– при 100 °С	60
Массовая концентрация серы, %	от 0,90 до 1,48
Массовая доля смол, %	20,6
Массовая доля асфальтенов, %	от 1,24 до 3,79
Массовая доля парафинов, %	0,43
Вязкость кинематическая, сСт:	
– минимальная	280
– максимальная	400

5 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

5.1 Внешний осмотр

5.1.1 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.

5.1.2 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.

5.2 Опробование

5.2.1 Проверка идентификационных данных программного обеспечения

5.2.1.1 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.

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

5.2.2 Проверка работоспособности

5.2.2.1 Проверяют:

- отсутствие сообщений об ошибках;
- соответствие текущих измеренных СИКНС значений температуры, давления, расхода данным, отраженным в описании типа СИКНС;
- соответствие внесенных в ИВК физико-химических показателей измеряемой среды данным, приведенным в описании типа СИКНС.

5.2.2.2 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 ИВК физико-химические показатели измеряемой среды соответствуют данным, приведенным в описании типа СИКНС.

5.3 Определение метрологических характеристик

5.3.1 Проверяют наличие действующего знака поверки и (или) свидетельства о поверке, и (или) запись в паспорте (формуляре) СИ, заверенную подписью поверителя и знаком поверки, всех СИ, входящих в состав СИКНС. Документы на поверку средств измерений представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Документы на поверку средств измерений

Средство измерений	Методика поверки
Комплекс измерительно-вычислительный расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+»	МП 17-30138-2012 «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+». Методика поверки» (с изменением № 2), утвержденная ООО «Центр Метрологии «СТП» 07 марта 2017 г.
Расходомер-счетчик массовый OPTIMASS x400 модификации OPTIMASS 2400C	МП РТ 1902-2013 «Государственная система обеспечения единства измерений. Расходомеры-счётчики массовые OPTIMASS. Методика поверки», утверждённая руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 12 апреля 2013 г.
Преобразователь давления измерительный СДВ-SMART модификации 1161	МП 95-221-2013 «ГСИ. Преобразователи давления измерительные СДВ-SMART. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «УНИИМ» 18.03.2015 г.
Преобразователь температуры программируемый ТСПУ 031	РГАЖ 0.282.007 РЭ, раздел 3.4, утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 30 декабря 2015 г.

5.3.2 Метрологические характеристики СИКНС определяют при 5, 10, 20, 50, 70, 80, 85, 93 % объемной доли воды в сырой нефти.

5.3.3 Относительную погрешность измерений массы сырой нефти δM , %, определяют по формуле

$$\delta M = \pm \sqrt{\left(\delta_{\text{осн}} + \frac{\delta_{\text{qt}} \cdot q_{\text{ном}}}{q_{\text{изм}}} \cdot \Delta t + \frac{\delta_{\text{qp}} \cdot q_{\text{ном}}}{q_{\text{изм}}} \cdot \Delta p \right)^2 + \delta_N^2}, \quad (1)$$

где $\delta_{\text{осн}}$ – основная относительная погрешность счетчика-расходомера массового (далее – СРМ), %;

δ_{qt} – дополнительная погрешность СРМ, вызванная изменением температуры измеряемой среды на 1 °С от температуры среды при установке нуля СРМ, %;

$q_{\text{ном}}$ – номинальный расход СРМ, кг/ч;

- $q_{изм}$ – измеренный расход, кг/ч;
- Δt – отклонение температуры измеряемой среды от температуры измеряемой среды при установке нуля СРМ, °С;
- δ_{qp} – дополнительная погрешность СРМ, вызванная изменением давления измеряемой среды на 1 бар от давления среды при поверке, %;
- Δp – отклонение давления измеряемой среды от давления измеряемой среды при установке нуля СРМ, бар;
- δ_N – относительная погрешность ИВК при преобразовании входного импульсного сигнала, %.

5.3.4 Относительную погрешность измерений массы нетто сырой нефти δM_H , %, определяют по формуле

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

- где ΔW_B – доверительные границы абсолютной погрешности определения массовой доли воды в сырой нефти при вероятности 0,95, %;
- $\Delta W_{мп}$ – доверительные границы абсолютной погрешности определений массовой доли механических примесей в сырой нефти при вероятности 0,95, %;
- ΔW_{xc} – доверительные границы абсолютной погрешности определений массовой доли хлористых солей в сырой нефти при вероятности 0,95, %.

5.3.5 Абсолютную погрешность определений массовой доли воды в сырой нефти ΔW_B , %, определяют:

1) при определении объемной доли воды по документу «Государственная система обеспечения единства измерений. Сырая нефть. Методика определения содержания воды в сырой нефти на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 01.00257-2013/13306-18) (при объемной доле воды свыше 20 до 85 % включительно) по формуле

$$\Delta W_B = \pm \frac{\Delta \varphi_{\text{лаб}} \cdot \rho_{в20}}{\rho_{сн20}}, \quad (3)$$

- где $\Delta \varphi_{\text{лаб}}$ – абсолютная погрешность определения объемной доли воды в сырой нефти в испытательной лаборатории, %;
- $\rho_{в20}$ – плотность воды при температуре плюс 20 °С и избыточном давлении, равном нулю, кг/м³, определенная в испытательной лаборатории;
- $\rho_{сн20}$ – плотность сырой нефти при температуре плюс 20 °С и избыточном давлении, равном нулю, кг/м³.

2) при определении массовой доли воды в испытательной лаборатории по ГОСТ 2477–2014 в соответствии с ГОСТ 33701–2015 (при объемной доле воды до 20 % включительно и свыше 85 %) по формуле

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

- где R_{W_B} – воспроизводимость метода по ГОСТ 2477–2014, выраженная в массовых долях, %;
- r_{W_B} – сходимости метода по ГОСТ 2477–2014, выраженная в массовых долях, %.

5.3.6 Абсолютную погрешность массовой доли механических примесей в сырой нефти $\Delta W_{мп}$, %, в соответствии с ГОСТ 33701–2015 определяют по формуле

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

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

$r_{\text{мп}}$ – сходимость метода по ГОСТ 6370–83, выраженная в массовых долях, %.

5.3.6.1 Абсолютную погрешность определений массовой доли хлористых солей в сырой нефти при вероятности 0,95 ΔW_{xc} , %, в соответствии с ГОСТ 33701–2015 определяют по формуле

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

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, %.

5.3.7 Воспроизводимость 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:

$$r_{\text{xc}} = \frac{0,1 \cdot r_{\text{хсм}}}{\rho_{\text{сн20}}}, \quad (7)$$

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

5.3.8 Результаты поверки по 5.3 считают положительными, если все СИ, входящие в состав ИС, имеют действующий знак поверки и (или) свидетельство о поверке, и (или) запись в паспорте (формуляре) СИ, заверенную подписью поверителя и знаком поверки, и относительная погрешность измерений массы нетто сырой нефти не выходит за пределы:

- ±1,40 % при объемной доле воды от 0,5 до 5 % включительно;
- ±1,60 % при объемной доле воды свыше 5 до 10 % включительно;
- ±1,65 % при объемной доле воды свыше 10 до 20 % включительно;
- ±24,00 % при объемной доле воды свыше 20 до 50 % включительно;
- ±40,00 % при объемной доле воды свыше 50 до 70 % включительно;
- ±60,00 % при объемной доле воды свыше 70 до 80 % включительно;
- ±54,70 % при объемной доле воды свыше 80 до 85 % включительно;
- ±56,30 % при объемной доле воды свыше 85 до 93 % включительно.

6 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

6.1 Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы.

6.2 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.