



ООО ЦМ «СТП»

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре
аккредитованных лиц RA.RU.311229

«СОГЛАСОВАНО»

Технический директор по испытаниям
ООО Центр Метрологии «СТП»

В.В. Фефелов

_____ 2021 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и показателей качества нефти № 1525 на
напорном нефтепроводе УПН Чайядинского месторождения
ООО «Газпромнефть-Заполярье»**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП 2406/1-311229-2021

г. Казань
2021

1 Общие положения

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 1525 на напорном нефтепроводе УПН Чаяндинского месторождения ООО «Газпромнефть-Заполярье» (далее – СИКН), заводской № 773, и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации.

1.2 СИКН прослеживается к Государственным первичным эталонам государственных поверочных схем средств измерений (далее – СИ), входящих в состав СИКН.

1.3 Метрологические характеристики СИ, входящих в состав СИКН, подтверждаются сведениями о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ). Метрологические характеристики СИКН определяются на месте эксплуатации с помощью средств поверки и расчетным методом.

2 Перечень операций поверки средства измерений

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

Таблица 2.1 – Перечень операций поверки

Наименование операции	Номер пункта методики поверки	Проведение операции при	
		Первичной поверке	Периодической поверке
Внешний осмотр средства измерений	6	Да	Да
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	7	Да	Да
Проверка программного обеспечения средства измерений	8	Да	Да
Определение метрологических характеристик средства измерений	9	Да	Да
Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	10	Да	Да
Оформление результатов поверки средства измерений	11	Да	Да

3 Требования к условиям проведения поверки средства измерений

При проведении поверки должны соблюдаться следующие условия:

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

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 Для контроля условий проведения поверки СИКН применяют средства поверки, указанные в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Перечень средств поверки

Номер пункта методики поверки	Наименование и тип (условное обозначение) основного или вспомогательного средства поверки; обозначение нормативного документа, регламентирующего технические требования, и (или) метрологические и основные технические характеристики средства поверки	Пример возможного средства поверки с указанием наименования, заводского обозначения, а при наличии – обозначения типа, модификации
6, 7, 8, 9	Средство измерений температуры окружающей среды: диапазон измерений от 10 до 45 °С, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений $\pm 0,5$ °С	Термогигрометр ИВА-6 (регистрационный номер 46434-11 в ФИФОЕИ)
	Средство измерений относительной влажности окружающей среды: диапазон измерений от 30 до 90 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений ± 5 %	
	Средство измерений атмосферного давления: диапазон измерений от 84 до 107 кПа, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений атмосферного давления $\pm 0,5$ кПа	

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

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

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

5.1 При проведении поверки должны соблюдаться требования:

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

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

6 Внешний осмотр средства измерений

6.1 При внешнем осмотре проверяют:

- комплектность СИКН;
- отсутствие механических повреждений СИКН, препятствующих ее применению;
- четкость надписей и обозначений на маркировке СИКН.

6.2 Поверку продолжают, если:

- комплектность СИКН соответствуют описанию типа СИКН и паспорту;
- отсутствуют механические повреждения СИКН, препятствующие ее применению;
- надписи и обозначения на маркировке СИКН четкие.

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Проверяют соответствие параметров потока нефти, измеряемых СИКН, данным, отраженным в описании типа СИКН.

7.2 Проверяют отсутствие сообщений об ошибках в системе обработки информации (далее – СОИ) СИКН в соответствии с эксплуатационными документами СИКН.

7.3 Поверку продолжают при соответствии параметров потока нефти, измеряемых СИКН, данным, отраженным в описании типа СИКН, и при отсутствии сообщений об ошибках.

8 Проверка программного обеспечения средства измерения

8.1 Проверку идентификационных данных программного обеспечения (далее – ПО) СИКН проводят в соответствии с эксплуатационными документами СИКН.

8.2 Результаты проверки ПО СИКН считают положительными, если идентификационные данные ПО СИКН совпадают с указанными в описании типа СИКН.

9 Определение метрологических характеристик средства измерений

9.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН

Проверяют наличие в ФИФОЕИ сведений о поверке СИ, входящих в состав СИКН.

9.2 Определение пределов относительной погрешности измерений массы брутто

нефти

Пределы относительной погрешности измерений массы брутто нефти при прямом методе динамических измерений принимают равным пределам относительной погрешности расходомеров массовых Promass (модификация Promass 300), входящих в состав СИКН.

9.3 Определение пределов относительной погрешности измерений массы нетто

нефти

Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти $\delta_{Мн}$, %, рассчитывают по формуле

$$\delta_{Мн} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_M^2 + \frac{\Delta_{W_B}^2 + \Delta_{W_{XC}}^2 + \Delta_{W_{МП}}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{XC} + W_{МП}}{100}\right)^2}}, \quad (1)$$

где Δ_{W_B} – пределы абсолютной погрешности определения массовой доли воды в нефти, %;

$\Delta_{W_{XC}}$ – пределы абсолютной погрешности определения массовой доли хлористых солей в нефти, %;

$\Delta_{W_{МП}}$ – пределы абсолютной погрешности определения массовой доли механических примесей в нефти, %;

W_B – массовая доля воды в нефти, %;

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

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

Пределы абсолютной погрешности определения массовой доли воды в нефти Δ_{W_B} , %, рассчитывают:

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

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

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, %;

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

$$\Delta_{W_B} = \pm \frac{\Delta\varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_{H_2O}}, \quad (3)$$

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

- $\rho_{\text{в}}$ – плотность воды при условиях измерений объемной доли воды в нефти, кг/м³;
 $\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти при условиях измерений объемной доли воды в нефти, кг/м³.

Пределы абсолютной погрешности определения массовой доли механических примесей в нефти $\Delta_{W_{\text{мп}}}$, %, в соответствии с ГОСТ 33701–2015 рассчитывают по формуле

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

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

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

Пределы абсолютной погрешности определения массовой доли хлористых солей в нефти $\Delta_{W_{\text{xc}}}$, %, в соответствии с ГОСТ 33701–2015 рассчитывают по формуле

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

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

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

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

$$r_{\text{xc}} = \frac{0,1 \cdot r_{\text{хсм}}}{\rho_{\text{н}}}, \quad (6)$$

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

$\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти, измеренная преобразователем плотности в блоке измерений показателей качества СИКН, или приведенная к условиям измерений массы нефти по результатам измерений плотности в испытательной лаборатории, кг/м³.

Массовую долю воды в нефти $W_{\text{в}}$, %, при измерениях объемной доли воды рассчитывают по формуле

$$W_{\text{в}} = \frac{1000 \cdot \varphi_{\text{в}}}{\rho_{\text{н}}}, \quad (7)$$

где $\varphi_{\text{в}}$ – объемная доля воды в нефти, %.

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

$$W_{\text{xc}} = \frac{0,1 \cdot \varphi_{\text{xc}}}{\rho_{\text{н}}}, \quad (8)$$

где φ_{xc} – массовая концентрация хлористых солей в нефти, определенная в лаборатории, мг/дм³.

10 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

СИКН соответствует метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, и результаты поверки СИКН считают положительными, если:

– СИ, входящие в состав СИКН, поверены в соответствии с порядком, утвержденным законодательством Российской Федерации в области обеспечения единства измерений, и допущены к применению;

- относительная погрешность измерений массы брутто нефти не выходит за пределы $\pm 0,25$ %;
- относительная погрешность измерений массы нетто нефти не выходит за пределы $\pm 0,35$ %.

11 Оформление результатов поверки средства измерений

Результаты поверки оформляют протоколом поверки произвольной формы с указанием даты проведения поверки, условий поверки, применяемых средств поверки, результатов поверки.

Результаты поверки оформляются в соответствии с порядком, утвержденным законодательством Российской Федерации в области обеспечения единства измерений.

По заявлению владельца средства измерений или лица, представившего его на поверку, при положительных результатах поверки выдается свидетельство о поверке СИКН, при отрицательных результатах поверки – извещение о непригодности к применению СИКН.