



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

«СОГЛАСОВАНО»

Технический директор по испытаниям
ООО Центр Метрологии «СТП»

В.В. Фефелов

_____ 2020 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и показателей качества нефти
(конденсата газового стабильного) №1100 Сургутского ЗСК
ООО «Газпром переработка»**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП 0112/1-311229-2020

г. Казань
2020

1 Общие положения

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти (конденсата газового стабильного (далее – КГС)) №1100 Сургутского ЗСК ООО «Газпром переработка» (далее – СИКН), заводской № 017, и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации.

1.2 СИКН соответствует требованиям к средству измерений в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденной Приказом Росстандарта № 256 от 7 февраля 2018 года.

1.3 Метрологические характеристики средств измерений (далее – СИ), входящих в состав СИКН, подтверждаются сведениями о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений. Абсолютная погрешность измерений плотности нефти определяется непосредственным сличением со средствами поверками. Относительные погрешности измерений массы брутто и массы нетто нефти определяются 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	8	Да	Да
Определение метрологических характеристик средства измерений	9	Да	Да
Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	10	Да	Да
Оформление результатов поверки	11	Да	Да

3 Требования к условиям проведения поверки средства измерений

При проведении поверки должны соблюдаться следующие условия:

– температура окружающего воздуха, °С	от плюс 10 до плюс 35
– относительная влажность, %	от 30 до 80
– атмосферное давление, кПа	от 84 до 106
– температура рабочей среды, °С	от плюс 5 до плюс 40
– избыточное давление рабочей среды, МПа	от 0,3 до 1,9

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 При проведении 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 5 до 25 °С, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений $\pm 0,5$ °С	Термогигрометр ИВА-6 (регистрационный номер 46434-11 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер))
Средство измерений относительной влажности окружающей среды: диапазон измерений от 30 до 80 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений ± 5 %		
Средство измерений атмосферного давления: диапазон измерений от 84 до 106 кПа, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений атмосферного давления $\pm 0,5$ кПа		
9.2	Средство измерений плотности нефти (КГС), диапазон измерений от 680 до 830 кг/м ³ , пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,1$ кг/м ³	Плотномер МД-02 (регистрационный номер 58207-14)
Средство измерений температуры нефти (КГС), диапазон измерений от 0,3 до 1,9 МПа, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 6 кПа	Преобразователь давления измерительный 3051S (регистрационный номер 66525-17)	
Средство измерений давления нефти (КГС), диапазон измерений от 5 до 40 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,31$ °С	Термопреобразователь сопротивления Rosemount 0065 (регистрационный номер 53211-13) с преобразователем измерительным Rosemount 644 (регистрационный номер 56381-14)	

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, и 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:
– состав СИ и комплектность СИКН;

- отсутствие механических повреждений СИКН, препятствующих ее применению;
- четкость надписей и обозначений;
- наличие и целостность пломб.

6.2 Поверку продолжают, если:

- состав СИ и комплектность СИКН соответствуют описанию типа СИКН;
- отсутствуют механические повреждения СИКН, препятствующие ее применению;
- надписи и обозначения четкие;

– СИ, входящие в состав СИКН, опломбированы в соответствии с описаниями типа данных СИ и МИ 3002–2006.

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Плотномер МД-02 подготавливают к использованию в соответствии с руководством по эксплуатации.

7.2 Проверяют отсутствие сообщений об ошибках и соответствие текущих измеренных СИКН значений температуры, давления, плотности, влагосодержания, расхода данным, отраженным в описании типа СИКН.

7.3 Результаты опробования считают положительными, если отсутствуют сообщения об ошибках и текущие измеренные СИКН значения измеряемых параметров находятся внутри диапазонов измерений, отраженных в описании типа СИКН.

8 Проверка программного обеспечения средства измерения

8.1 Проверку программного обеспечения (далее – ПО) проводят сравнением идентификационных данных ПО СИКН с идентификационными данными ПО, зафиксированными при испытаниях в целях утверждения типа СИКН и отраженными в описании типа 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 Проверяют наличие в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений сведений о поверке СИ, входящих в состав СИКН.

9.2 Определение абсолютной погрешности измерений плотности нефти (КГС)

9.2.1 Если преобразователь плотности и расхода СДМ модификации СДМ100Р, входящий в состав СИКН (далее – ПП), поверен в соответствии с порядком, утвержденным законодательством Российской Федерации в области обеспечения единства измерений, и допущен к применению, то абсолютную погрешность измерений плотности нефти (КГС) принимают равной абсолютной погрешности измерений плотности ПП, операции по 9.2.2 не проводят.

9.2.2 Определение абсолютной погрешности измерений плотности нефти (КГС) на месте эксплуатации

В соответствии с руководством по эксплуатации первичный преобразователь плотномер МД-02 подключают к обвязке ПП, входящего в состав СИКН. Открывают входной и выходной краны первичного преобразователя плотномер МД-02 и организывают циркуляцию жидкости через его камеру.

По истечении не менее 30 минут отсекают пробу нефти (КГС), с монитора автоматизированного рабочего места оператора фиксируют значения плотности нефти (КГС), измеренное ПП, и значения температуры и давления нефти (КГС), измеренные датчиками давления и температуры, установленными в обвязке ПП.

Первичный преобразователь плотномер МД-02 переносят во взрывобезопасную зону и подключают к контроллеру (вторичному преобразователю) плотномер МД-02.

Устанавливают первичный преобразователь плотномер МД-02 вертикально по ампуле уровня и производят измерение плотности нефти (КГС). Результат измерений отобразится на

более чем через четыре минуты.

Значение плотности, измеренное плотномером МД-02, приводят к температуре нефти (КГС) в поточном плотномере в соответствии с Р 50.2.076–2010 «Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета. Программа и таблицы приведения».

Операции, описанные выше, проводят не менее трех раз. После каждого измерения плотномер МД-02 промывают и подготавливают к работе в соответствии с руководством по эксплуатации.

После проведения каждого измерения рассчитывают абсолютную погрешность измерений плотности нефти (КГС) $\Delta\rho_i$, кг/м³, по формуле

$$\Delta\rho_i = \rho_{пп_i} - \rho_{МД02_i}, \quad (1)$$

где $\rho_{пп_i}$ – плотность нефти (КГС), измеренная поточным плотномером, входящим в состав СИКН, при проведении i -го измерения, кг/м³;

$\rho_{МД02_i}$ – плотность нефти (КГС), измеренная плотномером МД-02 и приведенная к температуре нефти (КГС) в поточном плотномере при проведении i -го измерения, кг/м³.

9.3 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти (конденсата газового стабильного (далее – КГС))

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти (КГС) принимают равной относительной погрешности расходомеров массовых, входящих в состав СИКН.

9.4 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти (КГС)

Относительную погрешность погрешности измерений массы нетто нефти (КГС) δM_H , %, вычисляют по формуле

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

где δM – пределы относительной погрешности измерений массы брутто нефти (КГС), %;

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

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

ΔW_b – абсолютная погрешность определения массовой доли воды в нефти (КГС), %.

Абсолютную погрешность определения массовой доли воды в нефти (КГС) ΔW_b , %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_b = \pm \frac{\Delta\varphi_b \cdot \rho_b}{\rho_{н\varphi_b}}, \quad (3)$$

где $\Delta\varphi_b$ – абсолютная погрешность определения объемной доли воды в нефти (КГС), определяемая по ГОСТ 2477–2014 или при помощи влагомера, %;

$\rho_{н\varphi_b}$ – плотность нефти (КГС) при условиях измерений объемной доли воды в нефти (КГС), кг/м³.

Абсолютную погрешность определения объемной доли воды в нефти (КГС) $\Delta\varphi_b$, %, при определении по ГОСТ 2477–2014, вычисляют по формуле

$$\Delta\varphi_b = \pm \sqrt{\frac{R_b^2 - 0,5 \cdot r_b^2}{2}}, \quad (4)$$

где R_b – воспроизводимость метода по ГОСТ 2477–2014, выраженная в объемных долях, %;

r_b – сходимости метода по ГОСТ 2477–2014, выраженная в объемных долях, %.

Абсолютную погрешность определения массовой доли механических примесей в нефти (КГС) $\Delta W_{мп}$, %, вычисляют в соответствии с ГОСТ 33701–2015 по формуле

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

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

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

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

$$r_{xc} = \frac{0,1 \cdot r'_{xc}}{\rho_n}, \quad (6)$$

где r'_{xc} – сходимости метода по ГОСТ 21534–76, мг/дм³;

ρ_n – плотность нефти (КГС), измеренная поточным плотномером в блоке измерений показателей качества нефти (КГС), или приведенная к условиям измерений массы нефти по результатам измерений плотности в испытательной лаборатории, кг/м³.

Абсолютную погрешность определения массовой доли хлористых солей в нефти (КГС) ΔW_{xc} , %, вычисляют в соответствии с ГОСТ 33701–2015 по формуле

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

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, (кроме преобразователя плотности и расхода CDM модификации CDM100P при определении абсолютной погрешности измерений плотности нефти (КГС) на месте эксплуатации) поверены в соответствии с порядком, утвержденным законодательством Российской Федерации в области обеспечения единства измерений, и допущены к применению;

– абсолютная погрешность измерений плотности нефти (КГС), рассчитанная по формуле (1), для каждого измерения не выходит за пределы Δ_p , кг/м³, рассчитываемые по формуле:

$$\Delta_p = \pm \sqrt{\Delta_{CDM}^2 + \left(\frac{\gamma_1 \cdot (\rho_{max} - \rho_{min})}{100} \right)^2}, \quad (8)$$

$$\Delta_{CDM} = \max \left[\pm (0,1 + 0,005 \cdot |\Delta_{t_x}| + 0,03 \cdot |\Delta_{p_k}|); \pm 0,3 \right], \quad (9)$$

$$\gamma_1 = \sqrt{0,05^2 + (0,005 \cdot \Delta t_{БИК})^2 + 0,05^2 + (0,0025 \cdot \Delta t_{ИВК})^2}, \quad (10)$$

где Δ_{t_x} – отклонение температуры измеряемой среды от температуры при калибровке ПП, °С;

Δ_{p_k} – отклонение давления измеряемой среды от давления при калибровке ПП,

МПа;

$\Delta t_{\text{БИК}}$ – отклонение температуры окружающей среды в месте установки ПП от температуры (20 ± 10) °С, °С;

$\Delta t_{\text{ИВК}}$ – отклонение температуры окружающей среды в месте установки системы обработки информации СИКН от температуры (20 ± 2) °С, °С;

ρ_{max} – максимальное значение диапазона измерений плотности, кг/м³;

ρ_{min} – минимальное значение диапазона измерений плотности, кг/м³;

– относительная погрешность измерений массы брутто нефти (КГС) не выходит за пределы $\pm 0,25$ %;

– относительная погрешность измерений массы нетто нефти (КГС) 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 проведения поверки, применяемых средств поверки, заключения по результатам поверки. К протоколу поверки прикладывают свидетельство о калибровке ПП.

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.