

ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ –  
ФИЛИАЛ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИТАРНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ  
«ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ  
им. Д.И. МЕНДЕЛЕЕВА»  
ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

СОГЛАСОВАНО

Заместитель директора филиала

А.С. Тайбинский

«01» \_\_\_\_\_ 04 2024 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 810

Методика поверки

МП 1379-14-2022  
с изменениями № 1, 2

Начальник научно-исследовательского отдела

Р.Р. Нурмухаметов

Тел.: +7 (843) 299-72-00

Казань  
2024

РАЗРАБОТАНА

ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Черепанов М.В.

СОГЛАСОВАНА

ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

Взамен

МП 1379-14-2022 «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 810. Методика поверки» с Изменением № 1

## 1 Общие положения

Настоящий документ распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 810 (далее – СИКН) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта, и периодической поверки при эксплуатации.

Поверка СИКН в соответствии с настоящей методикой поверки обеспечивает передачу единиц массы от рабочего эталона 2-го разряда в соответствии с Государственной поверочной схемой (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 № 256, что обеспечивает прослеживаемость к ГЭТ 216-2018 «Государственный первичный эталон единицы объема жидкости в диапазоне от  $1,0 \cdot 10^{-9}$  до  $1,0 \text{ м}^3$ » и ГЭТ 18-2014 «Государственный первичный эталон единицы плотности» или к ГЭТ 3-2020 «Государственный первичный эталон единицы массы (килограмма)». Поверка СИКН осуществляется методом косвенных измерений.

Если очередной срок поверки измерительного компонента (канала) из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, или появилась необходимость проведения периодической или внеочередной поверки измерительного компонента (канала), то поверяют только этот измерительный компонент, при этом внеочередную поверку СИКН не проводят.

Допускается проведение поверки СИКН в части отдельных измерительных каналов (ИК) в соответствии с заявлением владельца СИКН.

## 2 Перечень операций поверки средства измерений

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1

| 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 (контроль) метрологических характеристик                      | 9                             | Да                      | Да                    |
| Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям | 10                            | Да                      | Да                    |

Если при проведении какой-либо операции поверки получен отрицательный результат, дальнейшую поверку не проводят.

## 3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 Поверку СИКН проводят на месте эксплуатации в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или в фактически обеспечиваемым при поверке диапазоне измерений. Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа СИКН.

3.2 Характеристики СИКН и параметры измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в описании типа СИКН.

3.3 Определение метрологических характеристик ИК массы (массового расхода) нефти (№ 1.1, 1.2) проводят на месте эксплуатации в условиях эксплуатации СИКН.

3.4 Определение метрологических характеристик ИК плотности нефти (№ 2.1, 2.2) проводят на месте эксплуатации при следующих условиях:

- температура воздуха в блоке измерений показателей качества нефти, °C от 5 до 40;
- температура нефти в трубопроводе, °C от 5 до 30;
- давление нефти в трубопроводе, МПа до 1;
- относительная влажность воздуха, не более, % 80;
- изменения режима и параметров нефти в процессе измерений при поверке, не более
- плотность, кг/м<sup>3</sup> 0,1 в течение 5 мин;
- температура, °C 0,1 в течение 5 мин;
- избыточное давления, МПа 0,05 в течение 5 мин.

3.5 При соблюдении условий 3.1 - 3.4 считают, что факторы, которые могут оказать влияние на точность результатов измерений при поверке, отсутствуют.

#### 4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 При проведении поверки применяют средства поверки, приведенные в таблице 2.

Таблица 2

| Операции поверки, требующие применение средств поверки | Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          | Перечень рекомендуемых средств поверки                                               |
|--------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|
| п. 8.2                                                 | Рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с частью 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 № 256, в диапазоне значений, соответствующем диапазону измерений счетчиков - расходомеров массовых CMF300 с преобразователями 2700 (далее – ПР), входящих в состав СИКН, с пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,1$ % | Установка трубопоршневая «SYNCRONTRAK» S-05 (далее - ПУ), регистрационный № 28232-04 |
| п. 8.3                                                 | Рабочий эталон плотности в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений плотности, утвержденной приказом Росстандарта от 01.11.2019 № 2603, в диапазоне измерений, соответствующем диапазону измерений ИК плотности нефти, с пределами абсолютной погрешности $\pm 0,1$ кг/м <sup>3</sup>                                                                                                                                                                                                                       | Плотномер МД-02, регистрационный № 28944-08                                          |

Продолжение таблицы 2

| Операции поверки, требующие применение средств поверки | Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки                                                                                                                                                                                    | Перечень рекомендуемых средств поверки           |
|--------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------|
| п. 8.3                                                 | Средства измерений параметров окружающей среды:<br>- температуры в диапазоне значений от 5 °С до 40 °С с абсолютной погрешностью не более $\pm 0,3^{\circ}\text{C}$ ;<br>- относительной влажности в диапазоне значений от 0 % до 80 % с абсолютной погрешностью не более $\pm 2\%$ | Термогигрометр ИВА-6, регистрационный № 46434-11 |

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

**5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки**

При проведении работ соблюдают требования, определяемые документами:

- в области охраны труда – Трудовой кодекс Российской Федерации;
- в области промышленной безопасности – Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ № 784 от 27 декабря 2012 г. «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»), а также другими действующими отраслевыми нормативными документами;
- в области пожарной безопасности – Федеральный закон Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 № 1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации»;
- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей;
- в области охраны окружающей среды – Федеральный закон Российской Федерации от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории РФ;
- правилами безопасности при эксплуатации используемых средств измерений, приведенными в их эксплуатационной документации.

Площадка СИКН должна содержаться в чистоте без следов нефти и должна быть оборудована первичными средствами пожаротушения согласно Правил противопожарного режима в Российской Федерации.

Средства поверки и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении поверки, должны иметь взрывозащищенное исполнение в соответствии с требованиями ГОСТ 31610.0-2019 «Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. Общие требования».

Вторичную аппаратуру и щиты управления относят к действующим электроустановкам с напряжением до 1000 В, на которые распространяются Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, Правила устройства электроустановок.

## **6 Внешний осмотр средства измерений**

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- состав СИКН должен соответствовать эксплуатационному документу;
- на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов, препятствующих применению СИКН;
- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствовать их эксплуатационной документации.

Результат считают положительным, если СИКН соответствует вышеперечисленным требованиям.

## **7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений**

### **7.1 Подготовка к поверке**

Подготовку и установку средств поверки (таблица 2) и СИКН осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

Проверяют наличие в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (ФИФ ОЕИ) сведений о положительных результатах поверки средств поверки, а также наличие на средствах поверки действующих знаков поверки, если это предусмотрено их описанием типа.

Для средств поверки, аттестованных в качестве эталонов, в ФИФ ОЕИ проверяют информацию об аттестации.

Собирают и заполняют нефтью технологическую схему. Оперативным персоналом путем визуального осмотра проверяется отсутствие утечек нефти через фланцевые, резьбовые и уплотнительные соединения элементов технологической схемы СИКН. На элементах технологической схемы СИКН не должно наблюдаться следов нефти. При обнаружении следов нефти поверку прекращают и принимают меры по устранению утечки.

Проверяют отсутствие газа (воздуха) в технологической обвязке в верхних точках трубопровода. Для этого устанавливают расход рабочей жидкости через технологическую схему СИКН в пределах рабочего диапазона и открывают краны, расположенные в верхних точках трубопроводов.

### **7.2 Подготовка перед определением метрологических характеристик ИК**

7.2.1 Перед проведением определения метрологических характеристик ИК массы (массового расхода) нефти выполняют следующие работы:

- подготавливают измерительные компоненты, входящие в состав ИК массы (массового расхода) нефти, в соответствии с эксплуатационной документацией;
- проверяют установленные ранее в систему обработки информации (контроллеры измерительные FloBoss S600 (далее - ИВК), компьютер автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора) данные, необходимые для определения метрологических характеристик ИК массы (массового расхода) нефти (коэффициент преобразования, значение массового расхода и соответствующее ему значение частоты выходного сигнала, данные ПУ);
- проводят установку нуля ПР, входящего в состав ИК массового расхода нефти, согласно п.5.5 инструкции по эксплуатации СИКН.

7.2.2 Перед проведением определения метрологических характеристик ИК плотности нефти проверяют работоспособность измерительных компонентов, входящих в состав ИК, в соответствии с их эксплуатационными документами.

### 7.3 Опробование

7.3.1 Проверяют действие и взаимодействие компонентов в составе СИКН в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН, следующим образом:

- проверяют наличие электропитания на компонентах СИКН и средствах поверки;
- проверяют наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой и ИВК (вторичная часть ИК), ИВК и компьютером АРМ оператора СИКН путем визуального контроля отображающихся на дисплее компьютера АРМ оператора измеряемых величин;
- проводят опробование ПР, входящих в состав СИКН, совместно со средствами поверки, указанными в пп. 1.1, 1.2 таблицы 2. При любом значении расхода из рабочего диапазона ПР проводят измерения массы нефти ПР. На дисплеях ИВК и(или) АРМ оператора наблюдают изменение значений массового расхода измеряемой среды, частоты выходного сигнала ПР, температуры, давления и плотности измеряемой среды в ПУ.

#### 7.3.2 Проводят опробование ИК плотности нефти.

Проверяют общее функционирование измерительных компонентов ИК плотности нефти (первичный измерительный преобразователь, вторичная часть) в соответствии с инструкцией по эксплуатации; соответствие введенных во вторичную часть ИК плотности нефти градуировочных коэффициентов первичного измерительного преобразователя ИК плотности нефти указанных в последнем протоколе поверки СИКН в части определения метрологических характеристик ИК плотности нефти.

Примечание – При первичной поверке СИКН градуировочные коэффициенты принимают равными установленным при калибровке первичного измерительного преобразователя ИК плотности нефти и указанным в документе оформленном по результатам калибровки.

#### 7.3.3 Результат опробования считают положительным, если:

- на компонентах СИКН и средствах поверки присутствует электропитание и они работают в штатном режиме;
- на дисплеях ИВК и компьютеров АРМ оператора отображаются значения измеряемых величин;
- на дисплеях ИВК и(или) АРМ оператора наблюдается изменение значений массового расхода измеряемой среды, частоты выходного сигнала ПР, температуры, давления и плотности измеряемой среды в ПУ;
- измерительные компоненты ИК плотности нефти функционируют в штатном режиме; градуировочные коэффициенты соответствуют указанным в последнем протоколе поверки СИКН.

## 8 Определение (контроль) метрологических характеристик

### 8.1 Проверка результатов поверки измерительных компонентов, входящих в состав СИКН

Проверяют у измерительных компонентов (за исключением ПР и преобразователей плотности жидкости измерительных 7835, входящих в состав ИК № 1.1, 1.2, 2.1, 2.2), входящих в состав СИКН, наличие сведений о положительных результатах поверки в ФИФ ОЕИ и действующих знаков поверки, если нанесение знаков поверки на измерительные компоненты предусмотрено их описаниями типа.

Перечень измерительных компонентов, входящих в состав СИКН, приведен в описании типа СИКН.

Входящие в состав СИКН измерительные компоненты на момент проведения поверки СИКН должны быть поверены в соответствии с документами на поверку, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных измерительных компонентов.

Результат проверки считают положительным, если измерительные компоненты, входящие в состав СИКН, имеют запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки.

8.2 Определение метрологических характеристик ИК массы (массового расхода) нефти (ИК № 1.1, 1.2) проводят в соответствии с приложением Б к данной методике поверки.

Результаты измерений фиксируются в протоколе, формируемом СОИ автоматически. Результаты определения метрологических характеристик ИК массы (массового расхода) нефти, сформированные СОИ, распечатываются и прикладываются к протоколу поверки СИКН.

Результат считают положительным, а метрологические характеристики ИК массы (массового расхода) нефти соответствующими установленным пределам если, полученное значение относительной погрешности измерений не превышает:

- для ИК массы (массового расхода) нефти с рабочим (контрольно-резервным, применяемым в качестве резервного) ПР  $\pm 0,25$  %;
- для ИК массы (массового расхода) нефти с контрольным (контрольно-резервным, применяемым в качестве контрольного) ПР  $\pm 0,20$  %.

8.3 Определение метрологических характеристик ИК плотности нефти (ИК № 2.1, 2.2) проводят в соответствии с приложением В к данной методике поверки.

Результат считают положительным, а метрологические характеристики ИК плотности нефти соответствующими установленным пределам если, полученное значение абсолютной погрешности измерений плотности нефти не превышает  $\pm 0,3$  кг/м<sup>3</sup>.

8.4 Контроль относительной погрешности измерений массы брутто нефти

При получении положительных результатов по п. 8.1-8.3, а именно:

- измерительные компоненты, входящие в состав СИКН, имеют запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки;
  - полученное значения относительной погрешности ИК массы (массового расхода) нефти № 1.1 не превышает установленные пределы  $\pm 0,25$  %;
  - полученное значения относительной погрешности ИК массы (массового расхода) нефти № 1.2 не превышает установленные пределы  $\pm 0,25$  % (при применении ПР в составе ИК массового расхода нефти в качестве резервного);
  - полученное значения относительной погрешности ИК массы (массового расхода) нефти № 1.2 не превышает установленные пределы  $\pm 0,20$  % (при применении ПР в составе ИК в качестве контрольного);
  - полученное значение абсолютной погрешности ИК плотности нефти № 2.1, 2.2 не превышает  $\pm 0,3$  кг/м<sup>3</sup>;
- настоящей методики поверки, относительная погрешность измерений массы брутто нефти не превышает установленные пределы  $\pm 0,25$  %.

**9 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям**

При получении положительных результатов по п. 8, а именно:

- значение относительной погрешности измерений массы брутто нефти с применением СИКН не превышает установленные пределы  $\pm 0,25$  %.

СИКН считают соответствующей метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, а результат поверки положительным.

## **10 Оформление результатов поверки**

10.1 Результаты поверки СИКН оформляют протоколом согласно Приложению А. Допускается оформлять протокол поверки в измененном виде.

Сведения о результатах поверки, лицом, проводившим поверку СИКН, передаются в ФИФ ОЕИ.

10.2 При положительных результатах поверки СИКН признается пригодной к применению.

В соответствии с технической документацией в СОИ вводят полученное по результатам определения метрологических характеристик ИК массы (массового расхода) нефти значение коэффициентов преобразования ПР.

Результаты поверки оформляют в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений на территории РФ.

При оформлении свидетельства о поверке на оборотной стороне указывают:

- пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти;
- диапазон измерений и пределы допускаемой относительной погрешности ИК массы (массового расхода) нефти № 1.1, 1.2.

К свидетельству о поверке СИКН прикладывают:

- перечень автономных измерительных блоков, в который включают перечень измерительных компонентов, входящих в состав СИКН и ИК массы (массового расхода) нефти, с указанием их заводских номеров;
- протокол поверки СИКН.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН (в случае его оформления) и (или) на свинцовые (пластмассовые) пломбы, установленные на фланцах ПР, входящие в состав ИК массы (массового расхода) нефти, в соответствии с описанием типа на СИКН.

10.3 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают. Результаты поверки оформляют в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений на территории РФ.

10.4 При поверке СИКН в части отдельного ИК массы (массового расхода) нефти оформляют протокол поверки СИКН в части соответствующего ИК массы (массового расхода) нефти согласно Приложению А.

Сведения о результатах поверки СИКН в части ИК массы (массового расхода) нефти, лицом, проводившим поверку СИКН, передаются в ФИФ ОЕИ.

В соответствии с технической документацией в СОИ вводят полученное по результатам определения метрологических характеристик значение коэффициентов преобразования ПР.

Результаты поверки оформляют в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений на территории РФ.

При оформлении свидетельства о поверке СИКН в части ИК массы (массового расхода) нефти на оборотной стороне указывают диапазон измерений и пределы допускаемой относительной погрешности ИК массы (массового расхода) нефти.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН (в случае его оформления) и (или) на свинцовые (пластмассовые) пломбы, установленные на фланцах ПР, входящего в состав ИК массы (массового расхода) нефти, в соответствии с описанием типа на СИКН.

10.5 При поверке СИКН в части отдельного ИК плотности нефти оформляют протокол поверки СИКН в части соответствующего ИК плотности нефти согласно Приложению А.

Сведения о результатах поверки СИКН в части ИК плотности нефти, лицом, проводившим поверку СИКН, передаются в ФИФ ОЕИ.

Результаты поверки оформляют в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений на территории РФ.

При оформлении свидетельства о поверке СИКН в части ИК плотности нефти на обратной стороне указывают диапазон измерений плотности и пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности нефти.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН (в случае его оформления).

**Приложение А  
(рекомендуемое)**

Форма протокола поверки

**ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № \_\_\_\_\_**

Стр. \_ из \_

Наименование, тип средства измерений: \_\_\_\_\_

Изготовитель: \_\_\_\_\_

Заводской №: \_\_\_\_\_

Наименование и адрес заказчика: \_\_\_\_\_

Методика поверки: \_\_\_\_\_

Место проведения поверки: \_\_\_\_\_

Поверка выполнена с применением: \_\_\_\_\_

**РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ**

А.1. Внешний осмотр средства измерений: \_\_\_\_\_ (соответствует/не соответствует 6)

А.2. Опробование: \_\_\_\_\_ (соответствует/не соответствует 7.3)

А.3. Определение (контроль) метрологических характеристик

А.3.1 Проверка результатов поверки измерительных компонентов, входящих в состав СИКН

Метрологические характеристики измерительных компонентов, входящих в состав СИКН, установленным при утверждении типа характеристикам \_\_\_\_\_ (соответствуют/не соответствуют)

Измерительные компоненты, входящих в состав СИКН, \_\_\_\_\_ (имеют/не имеют) действующие знаки поверки.

А.3.2 Определение метрологических характеристик ИК массы (массового расхода) нефти (заполняется для каждого ИК массы (массового расхода) нефти 1.1, 1.2)

Проведено в автоматизированном режиме. Приложением к настоящему протоколу поверки СИКН является отчет, сформированный СОИ по результатам определения метрологических характеристик ИК массы (массового расхода) в автоматическом режиме.

Метрологические характеристики ИК массы (массового расхода) нефти установленным в соответствии с п. 8.2 пределам \_\_\_\_\_ (соответствуют/не соответствуют)

**Приложение А**  
**(окончание)**

Стр. \_ из \_

А.3.3 Определение метрологических характеристик ИК плотности нефти (заполняется для каждого ИК № 2.1, 2.2)

ИК № \_\_\_\_\_ (2.1, 2.2)

Первичный измерительный преобразователь ИК, заводской № \_\_\_\_\_

Вторичная часть ИК, заводской № \_\_\_\_\_

Таблица А.1 - Результаты измерений

| № | Результат измерений ИК плотности нефти |                            |          |           | Результат измерений плотномером<br>МД-02 |            |             |                           | Погрешность<br>абсолютная    |
|---|----------------------------------------|----------------------------|----------|-----------|------------------------------------------|------------|-------------|---------------------------|------------------------------|
|   | $T$ , мкс                              | $\rho$ , кг/м <sup>3</sup> | $t$ , °C | $P$ , МПа | $\rho_0$ , кг/м <sup>3</sup>             | $t_0$ , °C | $P_0$ , МПа | $D_0$ , кг/м <sup>3</sup> | $\Delta$ , кг/м <sup>3</sup> |
| 1 |                                        |                            |          |           |                                          |            |             |                           |                              |
| 2 |                                        |                            |          |           |                                          |            |             |                           |                              |
| 3 |                                        |                            |          |           |                                          |            |             |                           |                              |

Градуировочные коэффициенты первичного измерительного преобразователя ИК \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

Метрологические характеристики ИК плотности нефти установленным в соответствии с 8.3 пределам \_\_\_\_\_ (соответствуют/не соответствуют)

А. 3.4 Относительная погрешность измерений массы брутто нефти СИКН установленным в соответствии с 8.4 пределам \_\_\_\_\_ (соответствует/не соответствует)

\_\_\_\_\_   
 должность лица, проводившего поверку

\_\_\_\_\_   
 подпись

\_\_\_\_\_   
 Ф.И.О.

\_\_\_\_\_   
 Дата поверки

## Приложение Б (обязательное)

### Определение относительной погрешности ИК массы (массового расхода) нефти

Определение относительной погрешности ИК массы (массового расхода) нефти проводят на месте эксплуатации в составе СИКН.

Для определения относительной погрешности ИК массы (массового расхода) нефти проводят измерения не менее чем в пяти равномерно расположенных внутри рабочего диапазона измерений ПР точках расхода включая минимальное и максимальное значения диапазона измерений. В каждой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода проводят не менее:

- пяти измерений для ИК массы (массового расхода) нефти с рабочим ПР;
- семи измерений для ИК массы (массового расхода) нефти с контрольно-резервным ПР.

Требуемые значения расхода устанавливают, начиная от минимального, в сторону увеличения или от максимального в сторону уменьшения.

Б.1 Определение метрологических характеристик (коэффициента преобразования) ИК массы (массового расхода) нефти.

Для определения коэффициента преобразования устанавливают выбранное значение массового расхода нефти по показаниям ПР ИК массы (массового расхода) нефти и проводят предварительное измерение для уточнения значения установленного объемного расхода. Допустимое отклонение устанавливаемого значения расхода не должно превышать 2,5 %.

Запускают поршень ПУ. При срабатывании первого детектора ИВК начинает отсчет импульсов выходного сигнала ПР, при срабатывании второго детектора отсчет количества импульсов выходного сигнала ПР прекращают.

При необходимости проводят корректировку значения объемного расхода регулятором расхода или запорной арматурой.

После стабилизации массового расхода и температуры нефти проводят необходимое количество измерений. Температуру считают стабильной, если за время прохождения поршня от одного детектора до другого ее изменение не превышает по абсолютной величине 0,2 °С.

Запускают поршень ПУ. При срабатывании первого детектора ИВК начинает отсчет импульсов выходного сигнала ПР, при срабатывании второго детектора – заканчивает.

Если количество импульсов выходного сигнала ПР за время между срабатываниями детекторов ПУ меньше 10000, то ИВК должен определять количество импульсов с долями.

За время измерения ИВК фиксирует значения следующих параметров:

- температуры нефти в ПУ ( $t_{yij}$ , °С);
- температура планки крепления детекторов ПУ ( $t_{пл ij}$ , °С);
- давления нефти в ПУ ( $P_{yij}$ , МПа);
- плотность нефти, измеренную ИК плотности нефти ( $\rho$ , кг/м<sup>3</sup>);
- температуру нефти в ИК плотности нефти ( $t_{пл ij}$ , °С);
- давление нефти в ИК плотности нефти ( $P_{пл ij}$ , МПа).

Б.2 Обработка результатов измерений

Массу нефти, измеренную ПУ при  $i$ -м измерении в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода,  $M_{0ij}$ , т, вычисляют по формулам

$$M_{0ij} = V_{ij} \cdot \rho \cdot (1 + \beta_{ij} \cdot (t_{пл ij} - t_{yij})) \cdot (1 + \gamma_{ij} \cdot (P_{yij} - P_{пл ij})) \cdot 10^{-3}, \quad (Б.1)$$

$$V_{ij} = V_0 \cdot (1 + \alpha_k \cdot (t_{yij} - 20)) \cdot (1 + \alpha_{пл} \cdot (t_{пл ij} - 20)) \cdot (1 + \frac{D \cdot P_{yij}}{E \cdot S}), \quad (Б.2)$$

(Измененная редакция, Изм. № 2)

## Приложение Б (продолжение)

где  $V_0$  - вместимость калиброванного участка ПУ при стандартных условиях ( $t_0 = 20^\circ\text{C}$  и  $P = 0$  МПа) (принимают по результатам периодической поверки (аттестации) ПУ),  $\text{м}^3$ ; (*Измененная редакция, Изм. № 2*)

$\alpha_k$  - квадратичный коэффициент расширения материала стенок калиброванного участка ПУ (согласно технической документации на ПУ),  $1/^\circ\text{C}$ ;

$\alpha_{пл}$  - коэффициент линейного расширения материала планки крепления детекторов ПУ (согласно технической документации на ПУ),  $1/^\circ\text{C}$ ; (*Измененная редакция, Изм. № 1*)

$t_{yij}$  - температура нефти в ПУ за время  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода,  $^\circ\text{C}$ ;

$D$  - внутренний диаметр калиброванного участка ПУ (согласно технической документации ПУ), мм;

$S$  - толщина стенок калиброванного участка ПУ (согласно технической документации ПУ), мм;

$E$  - модуль упругости материала стенок калиброванного участка ПУ (согласно технической документации ПУ), МПа;

$\beta_{ji}$  - коэффициент объемного расширения нефти при температуре  $t_{yji}$  при  $i$ -ом измерении в  $j$ -ой точке массового расхода (вычисляет ИВК по реализованному алгоритму),  $1/^\circ\text{C}$ ;

$\gamma$  - коэффициент сжимаемости нефти 1/МПа (вычисляет ИВК по реализованному алгоритму).

Коэффициент преобразования ПР для  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода,  $K'_{PMij}$ , имп/кг, вычисляют по формуле

$$K'_{PMij} = \frac{N_{ij}}{M_{0ij}} \cdot 10^{-3}. \quad (\text{Б.3})$$

Коэффициент преобразования ПР нефти в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода,  $K'_{PMj}$ , имп/кг, вычисляют по формуле

$$K'_{PMj} = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} K'_{PMij}}{n_j}. \quad (\text{Б.4})$$

Оценка СКО результатов измерений.

СКО результатов измерений в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода,  $S_{0j}$ , %, вычисляют по формуле

$$S_{0j} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} \left( \frac{K'_{PMij} - K'_{PMj}}{K'_{PMj}} \right)^2}{n_j - 1}} \cdot 100. \quad (\text{Б.5})$$

СКО результатов измерений в рабочем диапазоне измерений массового расхода,  $S_0$ , %, вычисляют по формуле

$$S_0 = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^{n_j} \left( \frac{K'_{PMij} - K'_{PMj}}{K'_{PMj}} \right)^2}{\sum_{j=1}^m n_j - 1}} \cdot 100 \quad (\text{Б.6})$$

Проверяют выполнение следующего условия

$$S_{0j}(S_0) \leq 0,03 \%. \quad (\text{Б.7})$$

При выполнении условия (Б.7) продолжают обработку результатов измерений. (*Измененная редакция, Изм. № 1*)

## Приложение Б (продолжение)

Границу неисключенной систематической погрешности ИК массы (массового расхода) нефти с рабочим ПР в диапазон измерений массового расхода,  $\Theta_{\Sigma}$ , %, вычисляют по формуле

$$\Theta_{\Sigma} = 1,1 \cdot \sqrt{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V 0}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_p^2 + \Theta_{co}^2 + \Theta_{yoi}^2 + \Theta_{k \max}^2}, \quad (Б.8)$$

$$\Theta_t = \beta_{\max} \cdot \Delta t \cdot 100, \quad (Б.9)$$

$$\Theta_{co} = \frac{ZS}{\left( \frac{Q_{\min} + Q_{\max}}{2} \right)} \cdot 100, \quad (Б.10)$$

(Измененная редакция, Изм. № 2)

$$\Theta_{k \max} = \max \left( 0,5 \cdot \left| \frac{K'_{PMj} - K'_{PMj+1}}{K'_{PMj} + K'_{PMj+1}} \right| \cdot 100 \right), \quad (Б.11)$$

где  $\Theta_{\Sigma 0}$  – граница суммарной неисключенной систематической погрешности ПУ (принимают по результатам периодической поверки (аттестации) ПУ), %;

$\Theta_{V 0}$  – граница неисключенной систематической погрешности определения среднего значения вместимости ПУ (принимают по результатам периодической (аттестации) ПУ), %;

$\Theta_t$  – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью измерений температуры нефти, %;

$\beta_{\max}$  – максимальное значение коэффициента объемного расширения нефти из ряда  $\beta_{ji}$ , 1/°C;

$\Delta t$  – абсолютная погрешность измерений температуры (при погрешности измерительных компонентов температуры 0,2°C, принимают равной 0,28°C), °C;

$\Theta_{co}$  – относительная погрешность смещения нуля ПР, %;

$ZS$  – стабильность нуля ПР (принимается равной 0,007 т/ч), т/ч;

$Q_{\min}$ ,  $Q_{\max}$  – минимальное и максимальное значения диапазона измерений ИК массы (массового расхода), т/ч;

$\Theta_p$  – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью измерений плотности нефти (принимается равной  $\delta\rho$ , вычисляемой по формуле (Б.12)), %;

$\delta\rho$  – пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности нефти, %, вычисляемой по формуле

$$\delta\rho = \frac{\Delta\rho}{\rho_{\min}} \cdot 100, \quad (Б.12)$$

где  $\Delta\rho$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК плотности нефти, кг/м<sup>3</sup> (принимают равной  $\pm 0,3$  кг/м<sup>3</sup>);

$\rho_{\min}$  – нижний предел рабочего диапазона плотности нефти, кг/м<sup>3</sup> (в соответствии с эксплуатационным документом на систему);

$\Theta_{yoi}$  – граница неисключенной систематической погрешности вычисления коэффициента преобразования, %;

$\Theta_{k \max}$  – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной кусочно-линейной аппроксимацией градуировочной характеристики ПР, %.

Границу неисключенной систематической погрешности ИК массы (массового расхода) нефти с контрольно-резервным ПР, применяемым в качестве контрольного, в j-й точке диапазона измерений массового расхода,  $\Theta_{\Sigma k}$ , %, вычисляют по формуле

$$\Theta_{\Sigma k} = 1,4 \cdot \sqrt{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V 0}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_p^2 + \Theta_{co}^2 + \Theta_{yoi}^2}. \quad (Б.13)$$

## Приложение Б (окончание)

Границу относительной погрешности ИК массы (массового расхода) нефти (с рабочим ПР или контрольно-резервным ПР, применяемым в качестве резервного) в рабочем диапазоне измерений массового расхода  $\delta_0$ , %, определяют по формулам

$$\delta_0 = \Theta_{\Sigma} + t_{0,95} \cdot S_0, \quad (\text{Б.14})$$

где  $t_{0,95}$  – квантиль распределения Стьюдента ( $P = 0,95$ ) для количества измерений  $n = \Sigma n_j - 1$  в рабочем диапазоне измерений массового расхода (определяют по таблице Б.1).

Таблица Б.1

|                  |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
|------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| $\Sigma n_j - 1$ | 24    | 25    | 26    | 27    | 28    | 29    | 30    | 31    | 32    | 33    | 34    |
| $t_{0,95}$       | 2,064 | 2,059 | 2,055 | 2,052 | 2,048 | 2,045 | 2,042 | 2,039 | 2,037 | 2,034 | 2,032 |
| $\Sigma n_j - 1$ | 35    | 36    | 37    | 38    | 39    | 40    | 41    | 42    | 43    | 44    | 45    |
| $t_{0,95}$       | 2,030 | 2,028 | 2,026 | 2,024 | 2,023 | 2,021 | 2,019 | 2,018 | 2,016 | 2,015 | 2,014 |
| $\Sigma n_j - 1$ | 46    | 47    | 48    | 49    | 50    | 51    | 52    | 53    | 54    | 55    | 56    |
| $t_{0,95}$       | 2,013 | 2,012 | 2,011 | 2,009 | 2,008 | 2,007 | 2,007 | 2,006 | 2,005 | 2,004 | 2,003 |

Границу относительной погрешности ИК массы (массового расхода) нефти (с контрольно-резервным ПР, применяемым в качестве контрольного) в  $j$ -й точке диапазона измерений массового расхода  $\delta_{0k}$ , %, определяют по формулам

$$\delta_{0k} = \Theta_{\Sigma k} + t_{0,99} \cdot S_{0j}, \quad (\text{Б.15})$$

где  $t_{0,99}$  – квантиль распределения Стьюдента ( $P = 0,99$ ) для количества измерений  $n_j$  в  $j$ -й точке диапазона измерений массового расхода (определяют по таблице Б.2).

Таблица Б.2

|            |       |       |       |       |       |       |
|------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| $n_j - 1$  | 10    | 11    | 12    | 13    | 14    | 15    |
| $t_{0,99}$ | 3,169 | 3,106 | 3,054 | 3,012 | 2,977 | 2,947 |

Проверяют выполнение условия

$$\delta_0 \leq 0,25\%, \quad (\text{Б.16})$$

$$\delta_{0k} \leq 0,20\%. \quad (\text{Б.17})$$

## Приложение В (обязательное)

### Определение абсолютной погрешности ИК плотности нефти

Абсолютную погрешность ИК плотности нефти определяют, как разность результатов измерений плотности нефти одновременно ИК плотности нефти и плотномером МД-02.

Устанавливают расход нефти в БИК в пределах от 0,5 до 1 м<sup>3</sup>/ч. При достижении условий:

- изменения режима и параметров нефти в процессе измерений, не более
- плотности, кг/м<sup>3</sup> 0,1 в течение 5 мин;
- температуры, °С 0,1 в течение 5 мин;
- давления, МПа 0,05 в течение 5 мин.

производят измерения плотности нефти ИК плотности нефти и плотномером МД-02, а также температуры и давления нефти. С дисплея ИВК списывают значения периода ( $T$ , мкс). Записывают результаты измерений в протокол по форме, указанной в приложении А.1.

Закрывают входной и выходной краны плотномера МД-02. Отключают плотномер МД-02. Перенести плотномер МД-02 в помещение и подключить к контроллеру.

Установить плотномер МД-02 вертикально по ампуле уровня. Произвести измерение плотности нефти ( $\rho_0$ , кг/м<sup>3</sup>). Результат отобразится на экране монитора не более чем через 4 минуты.

Опорожнить плотномер МД-02. Для этого подставить под плотномер МД-02 емкость и осторожно открыть краны (давление!). Извлечь кассету с поплавком, промыть поплавок и подпятник. Плотномер готов к следующему измерению.

Измерения проводят не менее трех раз.

Алгоритм определения метрологических характеристик ИК плотности нефти соответствует алгоритму, приведенному в МИ 2403-97 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные вибрационные «Солартрон» типов 7830, 7835 и 7840. Методика поверки на месте эксплуатации».

Абсолютную погрешность плотномера определяют по формуле

$$\Delta = \rho - D_0, \quad (B.1)$$

где  $\rho$  - плотность нефти, измеренная ИК плотности нефти, кг/м<sup>3</sup>;

$D_0$  - плотность нефти, измеренная плотномером МД-02 и приведенная по температуре и давлению к условиям в ИК, кг/м<sup>3</sup>, определяют по формуле

$$D_0 = \rho_0 \cdot [1 + (\beta + C) \cdot (t_0 - t) + \gamma \cdot (P - P_0)], \quad (B.2)$$

где  $\beta$  - коэффициент объемного расширения нефти при температуре  $t_0$ , 1/°С (принимают в соответствии с таблицей Г.1 Р 50.2.076);

$C = +23 \cdot 10^{-6}$  при  $t_0$  выше 20 °С,

$C = -23 \cdot 10^{-6}$  при  $t_0$  ниже 20 °С,

$C = 0$  при  $t_0 = 20$  °С,

$\gamma$  - коэффициент сжимаемости нефти 1/МПа (принимают в соответствии с таблицей В.1 Р 50.2.076);

$t_0$  и  $t$  - температура нефти в плотномере МД-02 и ИК плотности нефти соответственно, °С;

$P_0$  и  $P$  - давление нефти в плотномере МД-02 и ИК плотности нефти соответственно, МПа.

Примечание - Для вычислений по формуле (B.2) допускается принимать значения коэффициентов  $\beta$ ,  $\gamma$ , вычисленных ИВК по реализованному алгоритму.

Проверяют выполнение условия

$$|\Delta| \leq 0,3 \text{ кг/м}^3. \quad (B.3)$$