

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

Федеральное государственное унитарное предприятие  
«Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии»

Государственный научный метрологический центр

ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора по развитию  
А.С. Тайбинский

«01» декабря 2016 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ НЕФТИ СЫРОЙ ДНС С УПСВ  
СПОРЫШЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ АО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-НОЯБРЬСКНЕФТЕГАЗ»

Методика поверки

МП 0520-9-2016

Начальник ИМО-9

К.А. Левин  
Тел. отдела: +7 (843) 272-41-60

г. Казань  
2016

|             |              |
|-------------|--------------|
| РАЗРАБОТАНА | ФГУП «ВНИИР» |
| ИСПОЛНИТЕЛИ | А.С. Шабалин |
| УТВЕРЖДЕНА  | ФГУП «ВНИИР» |

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой ДНС с УПСВ Спорышевского месторождения АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» (далее - СИКНС), предназначена для автоматизированного измерения количества и показателей качества нефти, и устанавливает методику и средства их первичной и периодической поверок.

Интервал между поверками - 1 год.

## 1. Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1

Таблица 1

| Наименование операции   | Номер пункта документа по поверке | Проведение операции при |                       |
|---|-----------------------------------|-------------------------|-----------------------|
|   |                                   | первичной поверке       | периодической поверке |
| Проверка комплектности технической документации                 | 6.1                               | Да                      | Нет                   |
| Внешний осмотр  | 6.2                               | Да                      | Да                    |
| Проверка идентификационных данных программного обеспечения (ПО) | 6.3                               | Да                      | Да                    |
| Опробование   | 6.4                               | Да                      | Да                    |
| Определение метрологических характеристик (далее – МХ) СИКНС    | 6.5                               | Да                      | Да                    |

## 2. Средства поверки

Применяются средства поверки, указанные в документах на методики поверки соответствующих средств измерений (далее – СИ), перечисленных в таблице 3.

## 3. Требования безопасности и требования к квалификации поверителей

3.1 При проведении поверки соблюдаются требования безопасности, действующие в помещениях, где проводится поверка, и требования безопасности, установленные в руководстве по эксплуатации на эталонные СИ и на СИКНС.

3.2 Требования к квалификации поверителей.

3.2.1 Поверка СИКНС должна проводиться метрологической службой предприятия или организацией, аккредитованной в установленном порядке.

3.2.2 Поверку установки должен выполнять поверитель, изучивший технологическую схему установки и принцип ее работы.

#### 4. Условия поверки

При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями НД на методики поверки СИ, входящих в состав системы.

Характеристики измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Соответствие характеристик измеряемой среды указанным в таблице 2 проверяют по данным актов приема-сдачи сырой нефти.

Т а б л и ц а 2 – Основные технические характеристики

| Наименование характеристики   | Параметры  |
|---|--|
| Измеряемая среда  | Нефть сырая  |
| Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с (сСт)   | от 6 до 7,8  |
| Рабочий диапазон плотности сырой нефти, кг/м <sup>3</sup>   | от 780 до 840  |
| Давление сырой нефти, МПа:<br>- рабочее<br>- максимально допустимое   | от 0,3 до 0,5<br>1,6                                   |
| Диапазон температуры сырой нефти, °С  | от +10 до +30  |
| Объемная доля воды в сырой нефти, %, не более   | 10,0   |
| Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup>   | от 100 до 300  |
| Массовая доля механических примесей, %, не более  | от 0,003 до 0,05                                       |
| Содержания свободного газа, %   | отсутствует  |
| Суммарные потери давления в СИКНС при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более:<br>– в режиме измерений<br>– в режиме поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ) | 0,2<br>0,4   |
| Электропитание: силового оборудования, оборудования СОИ   | трехфазное<br>380 В/50 Гц<br>однофазное<br>220 В/50 Гц |
| Установленный срок службы, не менее, лет  | 10   |
| Режим работы СИКНС  | Непрерывный  |
| Режим управления запорной арматурой   | Ручной   |

#### 5. Подготовка к поверке

При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы и НД на методики поверки СИ, входящих в состав СИКНС.

## 6. Проведение поверки

### 6.1 Проверка комплектности технической документации

Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и эксплуатационно-технической документации на СИ, входящие в состав СИКНС.

### 6.2 Внешний осмотр

#### 6.2.1 При внешнем осмотре устанавливают:

- отсутствие механических повреждений и дефектов, не позволяющих провести поверку;
- соответствие комплектности СИКНС эксплуатационной документации;
- читаемость надписей и обозначений, их соответствие требованиям эксплуатационной документации;
- целостность оттисков поверительных пломб (при использовании данного способа нанесения сведений о поверке).

6.3 Проверка идентификационных данных программного обеспечения (далее – ПО), отсутствия полного ограничения доступа к метрологически значимой части ПО и измерительной информации

6.3.1 Чтобы определить идентификационные данные ПО СИКНС, необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры для контроллера, входящего в ее состав.

В главном меню на сенсорной панели установки нажать кнопку «Данные о программном обеспечении». В открывшемся на сенсорной панели окне отобразится наименование и номер версии встроенного ПО контроллера.

6.3.2 Если полученные при этом идентификационные данные и идентификационные данные, указанные в описании типа СИКНС, идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия идентификационных данных ПО. В противном случае результаты поверки признают отрицательными.

### 6.4 Опробование.

6.4.1 Опробование проводят в соответствии с НД на поверку СИ, входящих в состав СИКНС.

6.4.2 Проверяют действие и взаимодействие компонентов СИКНС в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКНС, возможность получения отчета.

#### 6.4.3 Проверяют герметичность СИКНС.

На элементах и компонентах СИКНС не должно быть следов протечек сырой нефти.

### 6.5 Определение МХ установки.

6.5.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКНС.

Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКНС, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 3.

Т а б л и ц а 3 – СИ и методики их поверки

| Наименование СИ   | Нормативные документы   |
|---|---|
| Счетчики-расходомеры массовые «Micro Motion модели CMF300» (далее – СРМ)                                | «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки», утвержденная ВНИИМС 25.07.2010 г.  |
| Счетчик турбинный «НОРД-М»  | МИ 2827-2003 (с изм. 1 2004) «ГСИ. Преобразователи расхода турбинные счетчиков жидкости «МИГ» и «НОРД-М». Методика поверки»   |
| Влагомер нефти поточный «УДВН-1пм2»   | МИ 2366-2005 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»   |
| Преобразователи измерительные «Rosemount 644» с термопреобразователями сопротивления «Rosemount 0065»   | МП 14683-09 «Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV. Методика поверки», разработанная и утвержденная ВНИИМС, октябрь 2004 г.   |
| Преобразователь сопротивления измерительным преобразователем температуры типа «JUMO модель 902820/10» с | МИ 2672-2005 ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии АТС-Р исполнения "В" фирмы АМЕТЕК Denmark A/S, Дания |
| Преобразователи давления измерительные 3051S  | МП 24116-13 «Преобразователи измерительные 3051S. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 17.12.2002 г.   |
| Датчик давления «Метран-100-Ех-ДИ»  | МИ 4212-012-2001 «Датчики «измерительные преобразователи» давления типа «Метран». Методика поверки»   |
| Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («Octorpus-L»)  | «Инструкция. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («OCTORPUS-L»). Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» 09 сентября 2014 г.                               |
| Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4   | ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»   |
| Манометры избыточного давления показывающие «МП4-У»   | МИ 2124-90 «Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»  |

#### 6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы сырой нефти

Относительную погрешность измерений массы сырой нефти  $\delta M_c$ , %, при прямом методе динамических измерений принимают равной относительной погрешности измерений массы сырой нефти с помощью счетчика-расходомера массового «Micro Motion модели CMF300» (далее - РМ) с учетом относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значения массы сырой нефти ПО.

Все операции, связанные с подготовкой и проведением поверки, выполняют в соответствии с НД на методики поверки.

Относительная погрешность измерений массы сырой нефти для рабочего РМ не должна превышать  $\pm 0,25$  %, для контрольного РМ  $\pm 0,2$  %.

#### 6.4.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти

Относительную погрешность измерений массы нетто сырой нефти  $\delta M_H$ , %, определяют расчетным путем в соответствии с методикой измерений «ГСИ. Масса нефти сырой. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой ДНС с УПСВ Спорышевского месторождения АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» (свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00257-2013/14209-16 от «30» ноября 2016 г.), по формуле:

$$\delta M_H = \pm 1,1 \sqrt{\delta M_{CH}^2 + \left(\frac{\Delta W_B}{1 - \frac{W_B}{100}}\right)^2 + \frac{\Delta W_{XC}^2 + \Delta W_{МП}^2}{\left(1 - \frac{W_{XC} + W_{МП}}{100}\right)^2}} \quad (1)$$

где

$\delta M_{CH}$  – относительная погрешность измерений массы сырой нефти, %;

$\Delta W_B$  – абсолютная погрешность определения массовой доли воды, %;

$\Delta W_{XC}$  – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей, %, определяемая по формуле:

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \times \frac{\Delta \varphi_{XC}}{\rho_H^{XC}}, \quad (2)$$

где

$\Delta \varphi_{XC}$  – абсолютная погрешность измерения массовой концентрации хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм<sup>3</sup> (г/м<sup>3</sup>);

$\rho_H^{XC}$  – плотность обезвоженной дегазированной нефти при условиях измерений  $\varphi_{XC}$ , кг/м<sup>3</sup>;

$\Delta W_{МП}$  – абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей %.

При определении содержания воды в сырой нефти с помощью влагомера нефти поточного УДВН-1пм2 (далее – ВП) абсолютную погрешность определения массовой доли воды в сырой нефти, %, определяют по формуле

$$\Delta W_B = \frac{100 \cdot \Delta \varphi_B \cdot \rho_B}{(100 - \varphi_B) \cdot \rho_H + \varphi_B \cdot \rho_B}, \quad (3)$$

где

$\Delta \varphi_B$  – абсолютная погрешность измерений объемной доли воды ВП, %.

$\varphi_B$  – объемная доля воды в сырой нефти в рабочих условиях при давлении и температуре в ИЛ, %, измеренная ВП;

$\rho_B$  – плотность пластовой воды при условиях измерений  $\varphi_B$ , кг/м<sup>3</sup>, вычисляется по аттестованной МИ;

$\rho_H$  – плотность обезвоженной дегазированной нефти, определенная в

испытательной лаборатории по аттестованной МИ, при условиях измерений  $\phi_B$ , кг/м<sup>3</sup>.

$W_v$  – массовая доля воды, %, определяемая в аккредитованной испытательной лаборатории либо по результатам измерений объемной доли воды поточным влагомером;

$W_{мп}$  – массовая доля механических примесей, %, определяемая в аккредитованной испытательной лаборатории;

$W_{xc}$  – массовая доля хлористых солей, %, определяемая в аккредитованной испытательной лаборатории.

Абсолютные погрешности измерений массовой доли воды, массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей в сырой нефти по лабораторному методу определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580-2001 «ГСИ. Определение и применение показателей прецизионности методов испытаний нефтепродуктов».

Для доверительной вероятности  $P = 0,95$  и двух измерений соответствующего параметра сырой нефти абсолютную погрешность его измерений  $\Delta$ , %, вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \times r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (4)$$

где  $R$  и  $r$  - воспроизводимость и сходимости метода определения соответствующего параметра сырой нефти.

Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ГОСТ 2477-65 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды»;

- для массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей»;

- для массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей».

Воспроизводимость метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 принимают равной удвоенному значению сходимости.

6.5 Результаты поверки считают положительными, если пределы допускаемой относительной погрешности измерений не превышают:

- при измерении массы сырой нефти, % ±0,25

- при измерении массы нетто сырой нефти при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 10,0 % при определении объемной доли воды в сырой нефти с применением влагомера нефти поточного УДВН-1пм2 и определении массовых долей механических примесей и хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, % ±0,4

- при измерении массы нетто сырой нефти при содержании массовой доли воды в сырой нефти не более 14,0 % при определении в испытательной лаборатории массовой доли воды в сырой нефти, массовых долей механических примесей и хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, % ±0,7

## 7. Оформление результатов поверки

7.1 Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы.

7.2 При положительном результате поверки оформляют свидетельство о поверке в соответствии с Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815 (ред. от 07.07.2016) «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» и допускают СИКНС к эксплуатации.

При положительном результате поверки знак поверки наносится: на свидетельство о поверке СИКНС в виде оттиска поверительного клейма или наклейки.

7.3 При отрицательных результатах повторной поверки СИКНС к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют, выдают извещение о непригодности согласно Приказу Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815 (ред. от 07.07.2016) «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» с указанием причин. СИКНС после выдачи извещения о непригодности направляется в ремонт, утилизируется, либо используется для целей, не входящих в сферу государственного регулирования обеспечения единства измерений.

*Примечание – При применении настоящей методики целесообразно проверить действие ссылочных стандартов на территории Российской Федерации по соответствующему указателю стандартов, составленному по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящей методики следует руководствоваться замененным (измененным) стандартом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.*