



УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора

ФГУП «СНИИМ»

В.Ю. Кондаков

«26» декабря 2018 г.

Система коммерческого учета сырья резервуарного парка  
в резервуарах вертикальных стальных РВС 4, РВС 5, РВС 6  
УПН Юрубчено-Тохомского месторождения  
АО «Восточно-Сибирская нефтегазовая компания»

Методика поверки

МП-159-RA.RU.310556-2018

г. Новосибирск

2018 г.

## 1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на Систему коммерческого учета сырья резервуарного парка в резервуарах вертикальных стальных РВС 4, РВС 5, РВС 6 УПН Юрубчено-Тохомского месторождения АО «Восточно-Сибирская нефтегазовая компания» (далее – Система), предназначенную для измерений уровня, температуры и давления, вычисления массы брутто и нетто товарной нефти, принятой в резервуары вертикальные стальные РВС 4, РВС 5, РВС 6.

1.2 Первичная поверка проводится при вводе в эксплуатацию Системы, а также после ремонта.

1.3 Периодическая поверка проводится по истечении интервала между поверками.

1.4 Интервал между поверками – 2 года.

1.5 Средства измерений (далее – СИ), входящие в состав Системы поверяют с интервалом между поверками и по методикам поверки, установленным при утверждении их типа. Если очередной срок поверки какого-либо СИ наступает до очередного срока поверки Системы, поверяется только это СИ. При этом поверка Системы (в том числе в части измерительного канала, в состав которого входит это СИ) не проводится.

1.6 Замена СИ, входящих в состав измерительных каналов (далее – ИК) Системы, на однотипные допускается при наличии у последних действующих результатов поверки. При этом поверка Системы (в том числе в части ИК, в состав которого входит это СИ) не проводится.

1.7 Допускается проведение поверки отдельных автономных блоков из состава Системы, обеспечивающих измерение уровня, температуры и давления, а также вычисления массы брутто и нетто товарной нефти раздельно для каждого из резервуаров РВС 4, РВС 5, РВС 6 в соответствии с заявлением владельца Системы с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведенной поверки.

## 2 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

2.1 При проведении поверки должны быть выполнены операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

| Наименование операции  | Номер пункта методики поверки |
|--|-------------------------------|
| 1 Внешний осмотр   | 7.1                           |
| 2 Опробование  | 7.2                           |
| 3 Проверка метрологических характеристик                     | 7.3                           |
| 4 Проверка идентификационных данных программного обеспечения | 7.4                           |

2.2 При получении отрицательного результата при проведении какой-либо из операций поверка прекращается.

## 3 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

3.1 При проведении поверки применяют средства измерений приведенные в таблице 2.

3.2 При проведении поверки СИ, входящих в состав системы, применяют средства поверки, указанные в документах на методики поверки, приведенных в таблице 3.



Таблица 2 – Средства поверки

| Номер пункта методики поверки  | Наименование и тип основного или вспомогательного средства поверки; обозначение нормативного документа, регламентирующего технические требования, и (или) метрологические и основные технические характеристики средства поверки |
|--|--|
| 7.2  | Измеритель-регистратор температуры и относительной влажности EClerk-M-11-RHT (Рег. № 61870-15) Температура: от минус 40 до плюс 70 °С ПГ $\pm 1,0$ °С<br>Относительная влажность: от 10 до 90 % ПГ $\pm 3$ %                     |
| 7.2  | Измеритель абсолютного и дифференциального давления газа МБГО-2. (Рег. № 39837-08) Диапазон измерений от 40 до 150 кПа, ПГ $\pm(30+0,001 \cdot P)$ Па  |
| Примечания:<br>Допускается использование других средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик Системы с требуемой точностью. |  |

Таблица 3 – Методики поверки СИ, входящих в состав системы

| Наименование СИ  | Документ   |
|--|--|
| Комплекс измерительно-вычислительный и управляющий STARDOM (регистрационный номер № 27611-14)                  | МП 27611-14 «Комплексы измерительно-вычислительные и управляющие STARDOM. Методика поверки», утвержденный ФГУП «ВНИИМС» 01.09.2014г.   |
| Уровнемеры радиоволновые УЛМ, исполнение УЛМ-11 (регистрационный номер №16861-08)                              | УЛМ0.01015 МП «Уровнемеры радиоволновые УЛМ. Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 24.11.2008г.   |
| Преобразователи линейных перемещений ПЛП, модель 2108Н-Ех-У (регистрационный номер № 53393-13)                 | ВГАР.407533.001 МП «ГСИ. Преобразователи линейных перемещений ПЛП. Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ ФБУ «ЦСМ Московской области», Центральное отделение в январе 2013 г. |
| Измерители многофункциональные TGD, модель TGD-P1-B40-T11 (регистрационный номер № 40124-17)                   | МП 206-012-2016 «Измерители многофункциональные TGD. Методика поверки», утвержденный ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 10.11.2016г.   |
| Преобразователи (датчики) давления измерительные EJ*, мод. EJX110A, EJX210A (регистрационный номер № 59868-15) | МП 59868-15 «Преобразователи (датчики) давления измерительные EJ*. Методика поверки» с изменением №1, утвержденный ФГУП «ВНИИМС» 14.11.2016г.                                  |

#### 4 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

4.1 Поверка выполняется специалистами, аккредитованной в установленном порядке метрологической службы, ознакомившимися с технической и эксплуатационной документацией и настоящей методикой поверки.

4.2 При проведении поверки должны быть соблюдены требования предусмотренные правилами промышленной безопасности и охраны труда, действующими на территории объектов АО «Восточно-Сибирская нефтегазовая компания», федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности

4.3 Должны выполняться требования действующих нормативных актов, инструкций по охране труда и окружающей среды.

4.4 При проведении поверки должны соблюдаться требования безопасности, изложенные в «Правилах технической эксплуатации электроустановок потребителей» и эксплуатационной документации Системы и ее компонентов.

## 5 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

5.1 Условия поверки измерительных компонентов Системы указаны в методиках поверки на эти компоненты.

5.2 Условия поверки Системы должны соответствовать условиям ее эксплуатации, нормированным в технической документации, но не выходить за нормированные условия применения средств поверки.

## 6 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

6.1 Перед проведением поверки выполнить следующие подготовительные работы:

- провести организационно-технические мероприятия по доступу поверителей к местам установки компонентов Системы;
- провести организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасности поверочных работ в соответствии с действующими правилами и руководствами по эксплуатации применяемого оборудования.

6.2 Проверить наличие и работоспособность средств поверки, перечисленных в таблице 2.

6.3 Подготовить средства поверки к работе в соответствии с требованиями их эксплуатационной документации.

## 7 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

7.1 Внешний осмотр

7.1.1 Внешний осмотр проводят визуально без снятия напряжения питания с компонентов ИК.

7.1.2 При проведении внешнего осмотра должно быть установлено:

- отсутствие механических повреждений компонентов, входящих в состав Системы;
- состояние линий связи, разъемов и соединительных клеммных колодок, при этом они не должны иметь повреждений, деталей с ослабленным или отсутствующим креплением;
- наличие и целостность пломб в местах, предусмотренных эксплуатационной документацией;
- соответствие состава и комплектности Системы паспорту;
- наличие маркировки линий связи и компонентов ИК;
- заземление компонентов системы, работающих под напряжением.

7.1.3 Результаты проверки считают положительными, если монтаж СИ, измерительно-вычислительных и связующих компонентов Системы, внешний вид и комплектность Системы соответствуют требованиям эксплуатационной документации, средства измерений, входящие в состав измерительных каналов опломбированы в соответствии с требованиями эксплуатационной документации на них.

7.2 Опробование

7.2.1 Перед опробованием Системы в целом необходимо выполнить проверку функционирования ее компонентов.

7.2.2 При опробовании линий связи проверяется:

- поступление информации по линиям связи;
- наличие сигнализации об обрыве линий.



7.2.3 Проверку функционирования и исправности линий связи проводят с рабочего места оператора путем визуального наблюдения на экране текущих значений измеряемых параметров и архивных данных в установленных единицах.

7.2.4 При опробовании Системы проверяется:

- сохранение результатов измерений с привязкой даты и времени;
- возможность вывода на печать графиков и форм отчетности;
- сохранность в памяти информации о нештатных ситуациях с привязкой даты и времени.

7.2.5 Результаты проверки считают положительными, если на экран выводится информация об измерениях уровня, температуры, давления, массы и значения градуировочных таблиц на резервуары.

### 7.3 Проверка метрологических характеристик

7.3.1 Проверяют наличие действующих результатов поверки СИ, входящих в состав Системы. При этом знаки поверки должны быть нанесены на СИ, и (или) на свидетельства о поверке СИ, и (или) в паспорт (формуляр) СИ.

7.3.2 При наличии действующих результатов поверки метрологические характеристики ИК уровня, температуры, давления принимают равными значениям, приведенным в их эксплуатационной документации.

7.3.3 Проверяют наличие действующих градуировочных таблиц на все резервуары. Результат проверки считают положительным, если на все резервуары есть действующие градуировочные таблицы и значения из градуировочных таблиц совпадают со значениями занесенными в систему.

7.3.4 Пределы допускаемой относительной погрешности  $\delta_m$  измерений массы брутто нефти, %, вычисляют по формуле 29 ГОСТ 8.595 для вертикальных цилиндрических резервуаров:

$$\delta_m = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_P^2 + \delta_K^2 + \delta_N^2}, \quad (1)$$

где  $\delta_P$  – относительная погрешность измерений гидростатического давления, %;

$\delta_K$  – относительная погрешность составления градуировочной таблицы резервуара, %;

$\delta_N$  – пределы относительной погрешности вычислений массы нефти ПО «КПТС Stardom-Flow», %,  $\delta_N = \pm 0,001$  %.

7.3.5 Относительную погрешность измерений гидростатического давления  $\delta_P$ , %, вычисляют по формуле:

$$\delta_P = \pm \frac{P_{ВПИ}}{P} \cdot \gamma_P, \quad (3)$$

где  $\gamma_P$  – пределы допускаемой приведенной погрешности измерений гидростатического давления, %

$P_{ВПИ}$  – диапазон измерений гидростатического давления, кПа

$P$  – значение гидростатического давления, кПа

7.3.6 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто,  $\delta_{mn}$ , %, вычисляют по формуле:

$$\delta_{mn} = \pm 1,1 \sqrt{\left(\frac{\delta_m}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta_{W_{MB}}^2 + \Delta_{W_{МП}}^2 + \Delta_{W_{XC}}^2}{\left(1 - \sqrt{\frac{W_{MB} + W_{МП} + W_{XC}}{100}}\right)^2}}, \quad (4)$$

где  $\delta_m$  – относительная погрешность измерений массы брутто, нефти, %

$W_{MB}$  – массовая доля воды в товарной нефти, %, определенная в лаборатории по ГОСТ 2477

$W_{МП}$  – массовая доля механических примесей в товарной нефти, %, определенная в лаборатории по ГОСТ 6370

$W_{ХС}$  – массовая доля хлористых солей в товарной нефти, %, определенная в лаборатории по ГОСТ 21534

7.3.7 Массовую долю хлористых солей в нефти  $W_{Х.С}$ , %, вычисляют по формуле:

$$W_{Х.С} = 0,1 \frac{\phi_{Х.С}}{\rho_v} \quad (5)$$

где  $\phi_{Х.С}$  – концентрация хлористых солей в нефти, определенная в лаборатории по ГОСТ 21534, мг/дм<sup>3</sup>;

$\rho_v$  – плотность нефти в условиях определения концентрации хлористых солей в нефти, кг/м<sup>3</sup>.

7.3.8 Если измеряют не массовую, а объемную долю воды в нефти, то массовую долю вычисляют по формуле:

$$W_B = \frac{\phi_B \cdot \rho_B}{\rho_v} \quad (6)$$

где  $\phi_B$  – объемная доля воды в нефти, определенная в лаборатории по ГОСТ 2477, %;  
 $\rho_B$  – плотность воды, приведенная к условиям измерений объемной доли воды в нефти, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_v$  – плотность нефти, приведенная к условиям измерений объемной доли воды в нефти, кг/м<sup>3</sup>.

7.3.9 Абсолютные погрешности определений массовых долей воды и механических примесей, %, для доверительной вероятности  $P = 0,95$  и двух измерений соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность его измерений вычисляют по формуле:

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}} \quad (7)$$

где  $R$  и  $r$  – воспроизводимость и сходимость метода определения соответствующего показателя качества нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477, ГОСТ 6370 выраженные в массовых долях.

Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному значению сходимости  $r$ . Значение сходимости  $r_{Х.С}$ , выраженное в ГОСТ 21534 в мг/дм<sup>3</sup>, переводят в массовые доли по формуле:

$$r = \frac{0,1 r_{Х.С}}{\rho} \quad (8)$$

где  $r_{Х.С}$  – сходимость метода по ГОСТ 21534, мг/дм<sup>3</sup> (г/м<sup>3</sup>);

$\rho$  – плотность нефти при температуре измерений массы нефти, кг/м<sup>3</sup>.

7.3.10 Результаты проверки считают положительными, если:

- все СИ, входящие в состав Системы, имеют действующие результаты поверки;
- на все резервуары есть действующие градуировочные таблицы и значения из градуировочных таблиц совпадают со значениями занесенными в систему;
- пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти не превышают 0,50 % массы брутто товарной нефти, 0,60 % массы нетто товарной нефти.



#### 7.4 Проверка идентификационных данных программного обеспечения

7.4.1 Проверку идентификационных данных программного обеспечения проводят путем сравнения идентификационных данных модулей ПО КПТС «Stardom-Flow» с соответствующими идентификационными данными, зафиксированными при испытаниях в целях утверждения типа и указанных в описании типа.

7.4.2 Идентификационные признаки (контрольная сумма CRC16) применяемых модулей отображаются программой конфигурирования вычислителей «C-Flow» из состава ПО КПТС «Stardom-Flow» установленной на инженерной станции.

7.4.3 Результат проверки идентификационных данных ПО считают положительным, если номер версии ПО и контрольная сумма совпадают с приведенными в описании типа.

### 8 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

8.1 Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы.

– Положительные результаты поверки Системы оформляют свидетельством о поверке в соответствии с приказом Минпромторга РФ № 1815 от 2 июля 2015 г. На обратной стороне свидетельства о поверке или в приложении к свидетельству о поверке приводят указание о том, что свидетельство о поверке системы считается действующим при наличии действующих результатов поверки на все СИ, входящие в состав Системы и поверяемые отдельно.

8.2 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

8.3 Результаты поверки считают отрицательными, если при проведении поверки установлено несоответствие хотя бы по одному из пунктов настоящей методики.

8.4 Отрицательные результаты поверки оформляют выдачей извещения о непригодности.

## БИБЛИОГРАФИЯ

- ГОСТ 8.570-2000 Государственная система обеспечения единства измерений. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки
- ГОСТ 2477-2014 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды.
- ГОСТ 6370-83 Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей
- ГОСТ 21534-76 Нефть. Методы определения содержания хлористых солей