



УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора

ФГУП «СНИИМ»

В.Ю. Кондаков

«14» октября 2019 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерительная учета сырья резервуарного парка
ДНС Ореховского ЛУ Орехово-Ермаковского месторождения
ООО «Газпромнефть-Хантос»

Методика поверки

МП-226-RA.RU.310556-2019

г. Новосибирск

2019 г.

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на Систему измерительную учета сырья резервуарного парка ДНС Ореховского ЛУ Орехово-Ермаковского месторождения ООО «Газпромнефть-Хантос» (далее – Система), предназначенную для измерений уровня, гидростатического и избыточного давления и температуры, вычисления массы нефти в резервуарах вертикальных стальных РВС № 1.1 и РВС № 1.2 при ведении учётных операций..

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 – 1 год.

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.

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 ±1,0 °С Относительная влажность: от 10 до 90 % ПГ ±3 %
7.2	Измеритель абсолютного и дифференциального давления газа МБГО-2. (Рег. № 39837-08) Диапазон измерений от 40 до 150 кПа, ПГ ±(30+0,001·Р) Па
Примечания: 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 № 27611-14)	МП 27611-14 «Комплексы измерительно-вычислительные и управляющие STARDOM. Методика поверки с изменением №1», утвержденный ФГУП «ВНИИМС» 16.11.2016г.
Уровнемеры радиоволновые УЛМ, исполнение УЛМ-11 (регистрационный №16861-08)	УЛМ0.01.015 МП «Уровнемеры радиоволновые УЛМ. Методика поверки» с изменением №1, утвержденный ФГУП «ВНИИМС» 31.01.2019г.
Уровнемеры магнитострикционные многопараметрические ВЕКТОР, модификация ВЕКТОР2108U-ДПТ (регистрационный № 67382-17)	РТ-МП-3964-449-2017 «ГСИ. Уровнемеры магнитострикционные многопараметрические ВЕКТОР. Методика поверки с изменением №1», утверждённый ФБУ «Ростест - Москва» 01.12.2017 г.
Уровнемеры микроволновые контактные VEGAFLEX 8*, модификация VEGAFLEX 81 (регистрационный № 53857-13)	МП 53857-13 «ГСИ. Уровнемеры микроволновые контактные VEGAFLEX 8*. Методика поверки с изменением №1», утвержденный ФГУП «ВНИИМС» 27.07.2016 г.
Преобразователи (датчики) давления измерительные EJ*, мод. EJX110A, мод. EJX210A (регистрационный № 59868-15)	МП 59868-15 «Преобразователи (датчики) давления измерительные EJ*. Методика поверки» с изменением №3, утвержденный ФГУП «ВНИИМС» 11.03.2019г.

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 ООО «Газпромнефть-Хантос», 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, избыточного 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, избыточного 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 δ_m измерений массы брутто нефти, %, вычисляют по формуле 29 ГОСТ 8.595-2004 для вертикальных цилиндрических резервуаров:

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

где δ_P – относительная погрешность измерений гидростатического давления, %;

δ_K – относительная погрешность составления градуировочной таблицы резервуара, %;

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

7.3.5 Относительную погрешность измерений гидростатического давления δ_P , %, вычисляют по формуле:

$$\delta_P = \pm \frac{P_{ВПИ}}{P} \cdot \gamma_P, \quad (2)$$

где γ_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, $\delta_{мн}$, %, вычисляют по формуле:

$$\delta_{мн} = \pm 1,1 \sqrt{\left(\frac{\delta_m}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta_{W_{MB}}^2 + \Delta_{W_{МП}}^2 + \Delta_{W_{XC}}^2}{\left(1 - \sqrt{\frac{W_{MB} + W_{МП} + W_{XC}}{100}}\right)^2}}, \quad (3)$$

где δ_m – относительная погрешность измерений массы брутто, нефти, %;

W_{MB} – массовая доля воды в товарной нефти, %, определенная в лаборатории по ГОСТ 2477-2014;

$W_{МП}$ – массовая доля механических примесей в товарной нефти, %, определенная в лаборатории по ГОСТ 6370-83;

W_{XC} – массовая доля хлористых солей в товарной нефти, %, определенная в лаборатории по ГОСТ 21534-76.

$\Delta_{W_{MB}}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %, вычисляемая по формуле:

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

где

R_{MB} – воспроизводимость метода измерений массовой доли воды в нефти в соответствии с ГОСТ 2477-2014, %;

r_{MB} – сходимости метода измерений массовой доли воды в нефти в соответствии с ГОСТ 2477-2014, %.

$\Delta_{W_{МП}}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %, вычисляемая по формуле:

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

где

$R_{МП}$ - воспроизводимость метода измерений массовой доли механических примесей в нефти в соответствии с ГОСТ 6370-83, %;

$r_{МП}$ - сходимость метода измерений массовой доли механических примесей в нефти в соответствии с ГОСТ 6370-83, %.

ΔW_{XC} - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %, вычисляемая по формуле:

$$\Delta W_{XC} = \pm 0,1 \frac{\sqrt{R_{XC}^2 - r_{XC}^2 \cdot 0,5}}{\rho \cdot \sqrt{2}} \quad (6)$$

где

$R_{МП}$ - воспроизводимость метода измерений массовой доли хлористых солей в нефти в соответствии с ГОСТ 21534-76, %;

$r_{МП}$ - сходимость метода измерений массовой доли хлористых солей в нефти в соответствии с ГОСТ 21534-76, %.

7.3.7 Массовую долю хлористых солей в нефти W_{XC} , %, вычисляют по формуле:

$$W_{XC} = 0,1 \frac{\phi_{XC}}{\rho_V} \quad (7)$$

где ϕ_{XC} – концентрация хлористых солей в нефти, определенная в лаборатории по ГОСТ 21534-76, мг/дм³;

ρ_V – плотность нефти в условиях определения концентрации хлористых солей в нефти, кг/м³.

7.3.8 Для расчетов допускается применять значения указанные в таблице 4.

Таблица 4 – Предельные значения параметров нефти

Наименование показателя	Обозначение	Значение
Максимальная массовая доля воды в нефти, %	W_{MB}	1,00
Абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %	ΔW_{MB}	0,13
Максимальная массовая доля механических примесей, %	$W_{МП}$	0,0500
Абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, %	$\Delta W_{МП}$	0,0066
Максимальная массовая доля хлористых солей, %	W_{XC}	0,103
Абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %	ΔW_{XC}	0,008

7.3.9 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 «С-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.

8.2 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.

8.3 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

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

8.5 Отрицательные результаты поверки оформляют выдачей извещения о непригодности.

БИБЛИОГРАФИЯ

- ГОСТ 8.595-2004 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений
- 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