

Федеральное государственное унитарное предприятие
«Сибирский государственный ордена Трудового Красного Знамени
научно-исследовательский институт метрологии» (ФГУП «СНИИМ»)

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора

ФГУП «СНИИМ»

В.Ю. Кондаков

«15» марта 2019 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерительная эстакады налива светлых нефтепродуктов в
автотранспорт АО «Газпромнефть-МНПЗ»

Методика поверки

МП-187-RA.RU.310556-2019

г. Новосибирск

2019 г.

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерительную эстакады налива светлых нефтепродуктов в автотранспорт АО «Газпромнефть-МНПЗ» (далее – Система), предназначенную для измерений массы, объема, плотности и температуры светлых нефтепродуктов, в том числе брендируемых нефтепродуктов произведенных путем добавления присадки в базовый нефтепродукт, в момент отпуска потребителю.

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 и поверяемые отдельно, 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 (стояков налива) 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 эталоны и средства измерений приведенные в таблице 2.

3.2 Все применяемые средства измерений должны быть поверены, а эталоны аттестованы в установленном порядке.

3.3 При проведении поверки СИ, входящих в состав системы и поверяемых отдельно, применяют средства поверки, указанные в документах на методики поверки, приведенных в таблице 3.

3.4 Допускается использование других средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик Системы с требуемой точностью.

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 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 $\pm(30+0,001 \cdot P)$ Па
7.3	Вторичный эталон 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, установка поверочная средств измерений объема и массы УПМ, номинальная вместимость мерника установки при 20 °С 2000 дм ³ , пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы $\pm 0,04$ %, пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема $\pm 0,05$ % (далее – УПМ 2000)
7.3	Рабочий эталон единицы объема 2-го разряда в соответствии с частью 3 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, номинальная вместимость мерника 10 дм ³
7.3	Рабочий эталон единицы плотности 1-го разряда по ГОСТ 8.024-2002 в диапазоне значений от 650 до 1000 кг/м ³
7.3	Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4, ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от 0 до 55 °С, цена деления 0,1 °С

Таблица 3 – Методики поверки СИ, входящих в состав системы и поверяемых отдельно

Наименование СИ	Документ
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии TR модели TR62 (регистрационный номер 68002-17)	МП 207.1-023-2017 «Термопреобразователи сопротивления платиновые серий TR, TS, TST, TPR, TSM, TET. Методика поверки», утверждённый ФГУП «ВНИИМС» 20.04.2017 г.
Контроллеры измерительно-управляющие модели AccuLoad III (регистрационный номер 64240-16)	МП 1612/2-311229-2015 «Государственная система обеспечения единства измерений. Контроллеры измерительно-управляющие моделей AccuLoad III и microLoad.net. Методика поверки», утвержденный ООО Центр Метрологии «СТП» 16.12.2015 г.
Расходомеры массовые Promass 84F (регистрационный номер 15201-11)	МП 15201-11 «ГСИ. Расходомеры массовые Promass. Методика поверки» с изменением №2, утвержденный ФГУП «ВНИИМС» 12.01.2017 г.
Счетчики жидкости камерные AccuPlus (регистрационный номер 66008-16)	МП 0478-1-2016 «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Счетчики жидкости камерные AccuPlus. Методика поверки», утвержденный ФГУП «ВНИИР» 21 сентября 2016 г.

4 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

4.1 Поверка выполняется специалистами, аккредитованной в установленном порядке метрологической службой, 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 АО «Газпромнефть-МНПЗ», 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», эксплуатационной документации Системы, ее компонентов и средств поверки.

5 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

5.1 Условия поверки средств измерений входящих в состав Системы и поверяемых отдельно указаны в методиках поверки на эти средства измерений.

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

5.3 Условия эксплуатации Системы:

- температура измеряемой среды от -40 до +50 °С
- температура окружающего воздуха:
 - эстакада налива от -40 до +50 °С
 - операторная от +10 до +35 °С
- относительная влажность воздуха:
 - эстакада налива от 30 до 90 %
 - операторная от 40 до 80 %
- атмосферное давление от 84 до 106,7 кПа.

5.4 Поверка проводится на рабочей жидкости: светлые нефтепродукты, присадки.

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 и комплектность проверяют путем визуального осмотра.

7.1.2 При проведении внешнего осмотра должно быть установлено соответствие системы следующим требованиям:

- отсутствие влияющих на работоспособность механических повреждений и дефектов компонентов, входящих в состав Системы;
- соответствие комплектности Системы паспорту;
- наличие маркировки линий связи и компонентов Системы;
- надписи и обозначения на элементах системы должны быть четкими и соответствовать эксплуатационной документации.

7.1.3 Результаты проверки считают положительными, если выполняются все вышеперечисленные требования.

7.2 Опробование

7.2.1 Опробование системы проводят на рабочей жидкости. После заполнения Системы рабочей жидкостью, задать дозу выдачи нефтепродукта 2000 дм³ и налить в мерник УПМ 2000 для смачивания.

7.2.2 Результаты проверки считают положительными, если работа Системы проходит в соответствии с эксплуатационной документацией и Система не выдает никаких сообщений об ошибках.

7.3 Проверка метрологических характеристик

7.3.1 Проверка метрологических характеристик ИК температуры

7.3.1.1 Проверяют наличие действующих результатов поверки на термопреобразователи сопротивления платиновые серии TR модели TR62, контроллеры измерительно-управляющие модели AccuLoad III, расходомеры массовые Promass 84F (по каналу температуры). При этом знаки поверки должны быть нанесены на СИ, и (или) на свидетельства о поверке СИ, и (или) в паспорт (формуляр) СИ.

7.3.1.2 Значения погрешности ИК температуры присадки принимают равными пределу допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры расходомерами Promass 84F, приведенным в их эксплуатационной документации.

7.3.1.3 Значения погрешности ИК температуры базового нефтепродукта определяют по формуле:

$$\Delta_t = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\Delta_{\text{ПИП}}^2 + \Delta_K^2} \quad (1)$$

где $\Delta_{\text{ПИП}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры TR62, °С;

Δ_K – пределы допускаемой абсолютной погрешности при преобразовании входного аналогового сигнала от термопреобразователей сопротивления Pt100 контроллером измерительно-управляющим модели AccuLoad III, °С.

7.3.1.4 Результаты проверки считают положительными если:

- термопреобразователи сопротивления платиновые серии TR модели TR62, контроллеры измерительно-управляющие модели AccuLoad III, расходомеры массовые Promass 84F (по каналу температуры) имеют действующие результаты поверки;
- погрешность ИК температуры не выходит за пределы $\pm(0,5 + 0,005 \cdot |t|)$, где t – измеренное значение температуры, °С.

7.3.2 Проверка метрологических характеристик ИК объема, массы и плотности

7.3.2.1 Проверку погрешности ИК массы и объема базового нефтепродукта проводят с использованием УПМ 2000 для каждого ИК (стояка налива). Измерения по каждому ИК выполняют не менее 3-х раз.

7.3.2.2 Проведение измерений выполняют в следующей последовательности:

- обнуляют значение массы на цифровом табло весоизмерительного устройства УПМ-2000 (показание должно быть «000,0»);
- на АРМ оператора задают дозу рабочей жидкости 2000 дм³, равную номинальной вместимости мерника УПМ 2000;
- включают подачу рабочей жидкости в УПМ 2000, выдача рабочей жидкости в УПМ 2000 прекращается автоматически;
- дожидаются слива рабочей жидкости из устройства налива и наливной трубы, после чего отсоединяют наливной стояк от УПМ 2000;
- фиксируют результаты измерений:

а) температуры рабочей жидкости (t_3 , °C) в УПМ 2000 по термометру, установленному в УПМ 2000;

б) массы (M_3 , кг) и объема (V_3 , дм³) по показаниям УПМ 2000;

в) массы (M_c , кг), объема (V_c , дм³), плотности (ρ_c , кг/м³) и температуры (t_c , °C), а также плотности (ρ_{15c} , кг/м³) приведенной к стандартным условиям (температура 15 °C и избыточное давление 0 Па) по показаниям АРМ оператора.

– для измерения плотности производят отбор точечной пробы рабочей жидкости при помощи переносного пробоотборника с уровня, расположенного на высоте 1:3 от дна мерника;

– сливают рабочую жидкость из УПМ 2000.

7.3.2.3 Относительную погрешность измерений массы δ_M , %, вычисляют по формуле:

$$\delta_M = \frac{M_c - M_3 \cdot K_g}{M_3 \cdot K_g} \cdot 100 \quad (2)$$

где: K_g - коэффициент, учитывающий поправку при взвешивании на воздухе и принимаемый для УПМ 2000 равным 1,001.

7.3.2.4 Относительную погрешность измерений объема, δ_v , %, вычисляют по формуле:

$$\delta_v = \frac{V_c \cdot (1 - \beta \cdot (t_c - t_3)) - (V_3 + K_v)}{V_3 + K_v} \cdot 100 \quad (3)$$

где: K_v – коэффициент, учитывающий изменение объема и определяемый по формуле

$$K_v = V_3 \cdot 3 \cdot \alpha_m \cdot (t_3 - 20) \quad (4)$$

где

α_m – коэффициент линейного расширения материала стенок мерника, 0,000012 1/°C;

β - коэффициент объемного расширения базового нефтепродукта, 1/°C, определяемый по Р 50.2.076-2010.

7.3.2.5 Результаты проверки считают положительными, если по каждому стояку налива значения относительных погрешностей измерений массы и объема базового нефтепродукта не выходят за пределы $\pm 0,23$ %.

7.3.2.6 Определение метрологических характеристик ИК объема присадки проводят для каждого ИК (линия дозирования присадки) с использованием мерника. Измерения по каждому ИК проводят не менее 3-х раз.

7.3.2.7 При проверке выполняют следующие операции:

- произвести задание дозы 10 дм³ и заполнить мерник;
- зафиксировать результаты измерений:

а) температуры рабочей жидкости (t_3 , °C) по эталонному термометру;

б) объема (V_3 , дм³) по показаниям мерника;

в) объема (V_c , дм³) по показаниям АРМ оператора.

- слить рабочую жидкость из мерника.

7.3.2.8 Относительную погрешность измерений объема присадки, δ_v , %, вычисляют по формуле (3) при коэффициенте $\beta=0$.

7.3.2.9 При наличии действующих результатов поверки на счетчики жидкости камерные AccuPlus допускается проверку по п.7.3.2.6 – 7.3.2.8 не проводить. Значения погрешности ИК объема присадки принимают равными пределу допускаемой относительной погрешности измерений объема счетчиками жидкости камерными AccuPlus, приведенными в их эксплуатационной документации.

7.3.2.10 Результаты проверки считают положительными, если для каждого ИК объема присадки значение относительной погрешности измерений объема не превышает $\pm 0,5$ %.

7.3.2.11 Определение погрешности измерений плотности базового нефтепродукта по каждому ИК выполняют в следующем порядке:

- в отобранных из мерника пробах рабочей жидкости в лаборатории измеряют плотность $\rho_{\text{эт}}$, кг/м³, эталонным плотномером;
- по таблицам или алгоритмам ASTM Д 1250 (таблица 53В) или Р 50.2.076 по значениям плотности $\rho_{\text{эт}}$ и температуры при измерении плотности t_p определяют плотность при стандартных условиях $\rho_{15\text{эт}}$, кг/м³ (температура 15 °С и избыточное давление 0 Па);
- абсолютную погрешность измерений плотности $\Delta\rho$, кг/м³, вычисляют по формуле:

$$\Delta\rho = \rho_{15\text{эм}} - \rho_{15\text{с}} \quad (5)$$

где

$\rho_{15\text{эм}}$ - плотность при стандартных условиях по показаниям эталонного плотномера, кг/м³;

$\rho_{15\text{с}}$ - плотность, при стандартных условиях по показаниям системы, кг/м³.

7.3.2.12 Определение погрешности измерений плотности присадки по каждому ИК выполняют в следующем порядке:

- проверяют наличие действующих результатов поверки на расходомеры массовые Promass 84F (по каналу плотности). При этом знаки поверки должны быть нанесены на СИ, и (или) на свидетельства о поверке СИ, и (или) в паспорт (формуляр) СИ.

- Значения погрешности ИК плотности присадки принимают равными пределу допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности расходомерами Promass 84F, приведенным в их эксплуатационной документации.

7.3.2.13 Результаты проверки считают положительными, если абсолютная погрешность ИК плотности базового нефтепродукта и присадки не выходит за пределы $\pm 1,0$ кг/м³.

7.3.2.14 При выполнении условий п.п. 7.3.1.4, 7.3.2.10, 7.3.2.13 расчетное значение относительной погрешности измерений массы присадки не выходит за пределы $\pm 0,6$ %.

7.3.2.15 Относительную погрешность измерений объема брендируемого нефтепродукта, δV , %, определяют для каждого ИК объема брендируемого нефтепродукта (стояка налива оборудованного линией дозирования присадки) по формуле:

$$\delta V = \delta_{VB} \cdot K_{BV} + \delta_{VP} \cdot K_{PV} \quad (6)$$

где

δ_{VB} – относительная погрешность измерений объема базового нефтепродукта, %;

δ_{VP} – относительная погрешность измерений объема присадки, %;

K_{BV} – весовой коэффициент вклада погрешности измерений объема базового нефтепродукта, вычисляемый по формуле:

$$K_{BV} = \frac{V_B}{V_B + V_P}, \quad (7)$$

K_{PV} – весовой коэффициент вклада погрешности измерений объема присадки, вычисляемый по формуле:

$$K_{PV} = \frac{V_P}{V_B + V_P} \quad (8)$$

где V_B - объем базового нефтепродукта, м³;

V_P – объем присадки, м³.

7.3.2.16 Относительную погрешность измерений массы брендируемого нефтепродукта, δM , %, определяют по формуле:

$$\delta M = \delta_{MB} \cdot K_{BM} + \delta_{MP} \cdot K_{PM} \quad (9)$$

где

δ_{MB} – относительная погрешность измерений массы базового нефтепродукта, %;

δ_{MP} – относительная погрешность измерений массы присадки, %;

K_{BM} – весовой коэффициент вклада погрешности измерений массы базового нефтепродукта, вычисляемый по формуле:

$$K_{BM} = \frac{M_B}{M_B + M_P}, \quad (10)$$

K_{PM} – весовой коэффициент вклада погрешности измерений массы присадки, вычисляемый по формуле:

$$K_{PM} = \frac{M_P}{M_B + M_P} \quad (11)$$

где M_B – масса базового нефтепродукта, кг;

M_P – масса присадки, кг.

7.3.2.17 Доза присадки на единицу объема или массы базового нефтепродукта для расчетов весовых коэффициентов вклада погрешностей приведена в технических условиях на брендированный продукт.

7.3.2.18 Результаты проверки считают положительными, если относительная погрешность измерений объема и массы брендированного нефтепродукта не выходит за пределы $\pm 0,25$ %.

7.4 Проверка идентификационных данных программного обеспечения

7.4.1 Проверку идентификационных данных программного обеспечения проводят в следующей последовательности:

- используя кнопки на передней панели контроллеров измерительно-управляющих модели AssuLoad III, перейти в основное меню («Main Menu»);
- перейти в подменю «Диагностическое меню» («Diagnostic Menu»);
- перейти в подменю «Версия программного обеспечения» («Software Version»);
- зафиксировать номер версии и контрольную сумму ПО;
- сравнить зафиксированные идентификационные данные с соответствующими идентификационными данными, указанными в описании типа системы.

7.4.2 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 состав Системы и 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 В случае поверки отдельных автономных блоков из состава системы (стояков налива) в свидетельстве о поверке на обратной стороне или в приложении к свидетельству о поверке приводят только перечень и состав поверенных автономных блоков и указание о том, что свидетельство о поверке системы считается действующим при наличии действующих результатов поверки на все СИ, входящие в состав поверенных автономных блоков и поверяемые отдельно.

8.4 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

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

8.6 Отрицательные результаты поверки оформляют выдачей извещения о непригодности.