



ООО «Метрологический центр СТП»

Регистрационный № 30151-11 от 01.10.2011 г.

в Государственном реестре средств измерений

«УТВЕРЖДАЮ»

Руководитель ГЦИ СИ

Технический директор

ООО «Метрологический центр СТП»

 И.А. Яценко

« 19 » 06 2015 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

Системы измерительные количества нефти и нефтепродуктов резервуарного парка цеха №08 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК»

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП 195-30151-2015

и.р. 62199-15

г. Казань

2015

СОДЕРЖАНИЕ

1 Введение	3
2 Операции поверки	3
3 Средства поверки	4
4 Требования к технике безопасности и требования к квалификации поверителей	4
5 Условия поверки	5
6 Подготовка к поверке	5
7 Проведение поверки	5
8 Оформление результатов поверки	11
ПРИЛОЖЕНИЕ А	12

1 ВВЕДЕНИЕ

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на «Системы измерительные количества нефти и нефтепродуктов резервуарного парка цеха №08 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК», принадлежащие НПЗ ОАО «ТАИФ-НК» г. Нижнекамск.

1.2 Настоящая методика поверки устанавливает методику первичной, периодической поверки при вводе в эксплуатацию и при эксплуатации, а также после ремонта.

1.3 Системы измерительные количества нефти и нефтепродуктов резервуарного парка цеха №08 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК» (далее – ИС) предназначены для измерений массы нефти по ГОСТ Р 51858–2002 и дизельного топлива по ГОСТ Р 52368–2005 в резервуарах вертикальных стальных цилиндрических с плавающей крышей РВСПК-50000.

ИС реализует косвенный метод статических измерений массы нефти и нефтепродуктов по ГОСТ Р 8.595–2004.

В состав ИС входят:

– уровнемер буйковый Proservo, исполнение NMS5 (Госреестр №45098-10) (далее – преобразователь уровня);

– измеритель температуры многозонный Prothermo модели NMT539 (Госреестр №44788-10) (далее – преобразователь температуры);

– преобразователь давления измерительный Cerabar S PMP71 (Госреестр №41560-09) (далее – преобразователь давления);

– система обработки информации (далее – СОИ).

Выходной цифровой сигнал (протокол HART) от преобразователей температуры и давления поступают на вход преобразователя уровня. Выходной цифровой сигнал (протокол Modbus) от преобразователя уровня поступает в СОИ. СОИ обеспечивает обработку результатов измерений и вычислений.

ИС выполняет следующие функции:

– измерение уровня и температуры нефти и нефтепродуктов, уровня подтоварной воды;

– вычисление массы брутто и нетто нефти, массы нефтепродуктов;

– регистрация, архивирование и хранение результатов измерений и вычислений;

– формирование отчетов;

– защита системной информации от несанкционированного доступа.

1.4 Интервал между поверками ИС – 2 года.

2 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

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

Таблица 2.1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта методики
Проверка технической документации	7.1
Внешний осмотр	7.2
Опробование	7.3
Определение метрологических характеристик	7.4
Оформление результатов	8

3 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

3.1 При проведении поверки применяют эталонные и вспомогательные СИ, приведенные в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Эталонные и вспомогательные средства измерений

Номер пункта методики	Наименование, метрологические и технические характеристики эталонного средства измерения
5.1	Барометр-анероид М-67 по ТУ 2504-1797-75, диапазон измерений от 610 до 790 мм рт.ст., пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений $\pm 0,8$ мм рт.ст.
5.1	Психрометр аспирационный М34, диапазон измерений влажности от 10 до 100 %, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений ± 5 %
5.1	Термометр ртутный стеклянный ТЛ-4 (№2) по ГОСТ 28498–90, диапазон измерений от 0 до плюс 55 °С, цена деления шкалы 0,1 °С, класс точности I
7.4	Рулетка измерительная металлическая 2-го класса по ГОСТ 7502–98, компарированная по измерительной ленте третьего разряда
7.4	Термометр лабораторный с ценой деления 0,1 °С по ТУ 25-2021.003–88
Примечание – Допускается применять для измерения температуры термометры с абсолютной погрешностью измерения температуры $\pm 0,5$ °С, входящие в состав электронной рулетки или переносного плотномера.	

3.2 Допускается использование других СИ по своим характеристикам не уступающим, указанным в таблице 3.1.

3.3 Все применяемые СИ должны иметь действующие свидетельства о поверке.

4 ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

При проведении поверки должны соблюдаться следующие требования:

- корпуса применяемых СИ должны быть заземлены в соответствии с их эксплуатационной документацией;
- ко всем используемым СИ должен быть обеспечен свободный доступ для заземления, настройки и измерений;

– работы по соединению вспомогательных устройств должны выполняться до подключения к сети питания;

– обеспечивающие безопасность труда, производственную санитарию и охрану окружающей среды;

– предусмотренные «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» и «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей», а также эксплуатационной документацией оборудования, его компонентов и применяемых средств поверки.

К работе по поверке должны допускаться лица:

– достигшие 18-летнего возраста;

– прошедшие специальную подготовку и имеющие удостоверения на право проведения поверки;

– прошедшие инструктаж по технике безопасности в установленном порядке;

– изучившие эксплуатационную документацию на ИС, СИ, входящие в состав ИС и средства поверки.

5 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

5.1 При проведении поверки должны соблюдаться следующие условия:

– температура окружающего воздуха (20±5) °С;

– температура окружающего воздуха (при поверке по п. 7.4.1.2, п. 7.4.2.2 и п. 7.4.3.2) (20±30) °С;

– относительная влажность от 30 до 80 %;

– атмосферное давление от 84 до 106 кПа.

5.2 Вибрация, тряска, удары, наклоны, электрические и магнитные поля, кроме Земного, влияющие на работу приборов, должны отсутствовать.

5.3 Параметры электропитания ИС должны соответствовать условиям применения, указанным в эксплуатационной документации ИС.

6 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные операции:

– эталонные СИ и ИС устанавливают в рабочее положение с соблюдением указаний эксплуатационной документации;

– осуществляют соединение и подготовку к проведению измерений эталонных СИ и ИС в соответствии с требованиями эксплуатационной документации на эталонные СИ и ИС.

7 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

7.1 Проверка технической документации

7.1.1 Проверяют наличие следующей технической документации:

– эксплуатационной документации на ИС;

– методики поверки на ИС;

- свидетельства о предыдущей поверке ИС (при периодической поверке);
- паспорта на ИС;
- действующих свидетельств о поверке СИ, входящих в состав ИС;
- действующей градуировочной таблицы РВСПК-50000.

7.1.2 Результаты проверки считают положительными при наличии всей технической документации по п. 7.1.1.

7.2 Внешний осмотр

7.2.1 При проведении внешнего осмотра ИС контролируют:

- соответствие нанесенной маркировки на ИС данным паспорта ИС;
- выполнение требований технической документации к монтажу СИ, измерительно-вычислительных и связующих компонентов ИС;
- отсутствие вмятин, забоин и механических повреждений СИ и вспомогательных устройств, входящих в состав ИС.

7.2.2 Проверяют состав и комплектность ИС на основании сведений, содержащихся в паспорте на ИС. При этом контролируют соответствие типа СИ, указанного в паспортах составных частей, записям в паспорте на ИС.

7.2.3 Результаты проверки считают положительными, если внешний вид, маркировка, комплектность ИС, а также монтаж СИ, измерительно-вычислительных и связующих компонентов ИС соответствует требованиям технической документации.

7.3 Опробование

7.3.1 Подтверждение соответствия ПО ИС

7.3.1.1 Подлинность и целостность ПО ИС проверяют сравнением идентификационных данных метрологически значимой части ПО ИС с исходными, указанными в паспорте на ИС.

7.3.1.2 Проверяют возможность несанкционированного доступа к ПО ИС и наличие авторизации (введение логина и пароля, возможность обхода авторизации, проверка реакции ПО ИС на неоднократный ввод неправильного логина и (или) пароля).

7.3.1.3 Результаты опробования считают положительными, если:

- идентификационные данные метрологически значимой части ПО ИС совпадают с исходными, указанными в паспорте на ИС;
- исключается возможность несанкционированного доступа к ПО ИС и обеспечивается аутентификация.

7.3.2 Проверка работоспособности ИС

7.3.2.1 Приводят ИС в рабочее состояние в соответствии с технической документацией. Проверяют на рабочей станции оператора показания по регистрируемым в соответствии с конфигурацией ИС параметрам технологического процесса.

7.3.2.2 Результаты опробования считают положительными, если на рабочей станции оператора отображаются измеряемые и вычисляемые параметры.

7.4 Определение метрологических характеристик

7.4.1 Определение метрологических характеристик измерений уровня продукта

Определение метрологических характеристик измерений уровня может проводиться комплексно или поэлементно.

7.4.1.1 Поэлементное определение метрологических характеристик измерений уровня

Проверяют наличие действующего свидетельства о поверке преобразователя уровня.

Результаты поверки считают положительными, если есть действующее свидетельство о поверки преобразователя уровня.

7.4.1.2 Комплексное определение метрологических характеристик измерений уровня

Измеряют уровень продукта в резервуаре при помощи рулетки. Считывание показаний проводят после выдержки в течение времени, достаточном для исключения влияния возмущений поверхности продукта на результат измерений. Измерения проводят не менее трех раз, при этом должны выполняться следующие условия:

- разность между данными измерений не должна превышать 1 мм;
- за время проведения измерений уровень продукта в резервуаре по экрану рабочей станции оператора не должен измениться более чем на 1 мм.

При несоблюдении данных условий процедуру измерений повторяют.

Для каждой точки измерения вычисляют среднеарифметическое значение уровня продукта по рулетке.

Результаты поверки считают положительными, если расхождения значений измерений уровня рулеткой и ИС не превышают суммы допустимых погрешностей измерений уровня рулеткой, ИС и погрешности задания базовой высоты преобразователя уровня (при отсутствии данных о ее величине допустимую погрешность задания базовой высоты преобразователя уровня принимают равной ± 2 мм).

7.4.2 Определение метрологических характеристик измерений уровня границы раздела жидких сред

Определение метрологических характеристик измерений уровня раздела жидких сред может проводиться комплексно или поэлементно при наличии в продукте подтоварной воды.

7.4.2.1 Поэлементное определение метрологических характеристик измерений уровня границы раздела жидких сред

Проверяют наличие действующего свидетельства о поверке преобразователя температуры.

Результаты поверки считают положительными, если есть действующее свидетельство о поверки преобразователя температуры.

7.4.2.2 Комплексное определение метрологических характеристик измерений уровня границы раздела жидких сред

Измеряют уровень границы раздела жидких сред в резервуаре при помощи рулетки с использованием водочувствительной пасты. Измерения проводят не менее трех раз, при этом должны выполняться следующие условия:

- разность между данными измерений не должна превышать 1 мм;
- за время проведения измерений уровень границы раздела жидких сред в резервуаре по экрану рабочей станции оператора не должен измениться более чем на 1 мм.

При несоблюдении данных условий процедуру измерений повторяют.

Вычисляют среднеарифметическое значение уровня границы раздела жидких сред по рулетке.

Результаты поверки считают положительными, если расхождения значений измерений уровня рулеткой и ИС не превышают суммы допустимых погрешностей измерений уровня рулеткой, ИС и погрешности задания базовой высоты преобразователя уровня (при отсутствии данных о ее величине допустимую погрешность задания базовой высоты преобразователя уровня принимают равной ± 2 мм).

7.4.3 Определение метрологических характеристик измерений температуры

Определение метрологических характеристик измерений температуры может проводиться комплексно или поэлементно.

7.4.3.1 Поэлементное определение метрологических характеристик измерений температуры

Проверяют наличие действующего свидетельства о поверке преобразователя температуры.

Результаты поверки считают положительными, если есть действующее свидетельство о поверке преобразователя температуры.

7.4.3.2 Комплексное определение метрологических характеристик измерений температуры

Измеряют температуру продукта в резервуаре рядом (на расстоянии не более 2 м по горизонтали) с каждым чувствительным элементом преобразователя температуры, погруженным в продукт. Измерения проводят при помощи термометра в составе электронной рулетки (переносного плотномера) или путем измерений температуры точечных проб продукта. При отборе точечных проб температуру продукта в пробе измеряют в течение 1...3 минут после отбора пробы, при этом переносной пробоотборник выдерживают на уровне отбираемой пробы не менее 5 минут. В каждой точке измерения проводят не менее трех раз, при этом должны выполняться следующие условия:

- разность между данными измерений не должна превышать $0,2$ °С;
- за время проведения измерений значение средней температуры продукта в резервуаре по экрану рабочей станции оператора не должно измениться более чем на $0,1$ °С.

При несоблюдении данных условий процедуру измерений повторяют.

Для каждой точки измерения вычисляют среднеарифметическое значение температуры продукта по термометру.

Результаты поверки считают положительными, если расхождения значений измерений температуры продукта термометром и ИС не превышают суммы допустимых погрешностей измерений температуры термометром и ИС.

7.4.4 Определение относительной погрешности ИС при вычислении массы продукта

7.4.4.1 Сравнивают данные градуировочной таблицы, введенные в ИС, с действующей градуировочной таблицей РВСПК-50000.

7.4.4.2 Приводят ИС в режим установки значений постоянных параметров в соответствии с эксплуатационной документацией (допускается вводить в закладке «TANK CALCULATOR») и вводят значения, указанные в Приложении А (таблицы А.1 и А.2).

Для каждого варианта введенных значений параметров считают с рабочей станции оператора вычисленные значения массы.

7.4.4.3 Относительную погрешность ИС при вычислении массы брутто нефти, рассчитывают по формуле

$$\delta_{\text{выч}M_b} = \frac{M_{b_{\text{изм}}} - M_{b_{\text{расч}}}}{M_{b_{\text{расч}}}} \cdot 100 \%, \quad (1)$$

где $M_{b_{\text{изм}}}$ – масса брутто нефти по показаниям рабочей станции оператора, кг (т);

$M_{b_{\text{расч}}}$ – масса брутто нефти, рассчитанная ручным способом в соответствии с методикой измерений «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Методика измерений системой измерительной количества нефти и нефтепродуктов резервуарного парка цеха №08 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК» и (или) применением программного комплекса «Расходомер-ИСО», кг (т).

7.4.4.4 Относительную погрешность ИС при вычислении массы нетто нефти, рассчитывают по формуле

$$\delta_{\text{выч}M_n} = \frac{M_{n_{\text{изм}}} - M_{n_{\text{расч}}}}{M_{n_{\text{расч}}}} \cdot 100 \%, \quad (2)$$

где $M_{n_{\text{изм}}}$ – масса нетто нефти по показаниям рабочей станции оператора, кг (т);

$M_{n_{\text{расч}}}$ – масса нетто нефти, рассчитанная ручным способом в соответствии с методикой измерений «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Методика измерений системой измерительной количества нефти и нефтепродуктов резервуарного парка цеха №08 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК» и (или) применением программного комплекса «Расходомер-ИСО», кг (т).

7.4.4.5 Относительную погрешность ИС при вычислении массы брутто нефти при учетных операциях (принятая или отпущенная масса), рассчитывают по формуле

$$\delta_{\text{выч}M_{уб}} = \frac{M_{уб_{\text{изм}}} - M_{уб_{\text{расч}}}}{M_{уб_{\text{расч}}}} \cdot 100 \%, \quad (3)$$

где $M_{уб_{\text{изм}}}$ – масса брутто нефти при учетной операции по показаниям рабочей станции оператора, кг (т);

$M_{уб_{\text{расч}}}$ – масса брутто нефти при учетной операции, рассчитанная ручным способом в соответствии с методикой измерений «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Методика измерений системой измерительной количества нефти и нефтепродуктов резервуарного парка цеха №08 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК» и (или) применением программного комплекса «Расходомер-ИСО», кг (т).

7.4.4.6 Относительную погрешность ИС при вычислении массы нефтепродуктов, рассчитывают по формуле

$$\delta_{\text{выч}M} = \frac{M_{\text{изм}} - M_{\text{расч}}}{M_{\text{расч}}} \cdot 100\%, \quad (4)$$

где $M_{\text{изм}}$ – масса нефтепродуктов по показаниям рабочей станции оператора, кг (т);

$M_{\text{расч}}$ – масса нефтепродуктов, рассчитанная ручным способом в соответствии с методикой измерений «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Методика измерений системой измерительной количества нефти и нефтепродуктов резервуарного парка цеха №08 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК» и (или) применением программного комплекса «Расходомер-ИСО», кг (т).

7.4.4.7 Относительную погрешность ИС при вычислении массы нефтепродуктов при учетных операциях (принятая или отпущенная масса), рассчитывают по формуле

$$\delta_{\text{выч}M_y} = \frac{M_{y_{\text{изм}}} - M_{y_{\text{расч}}}}{M_{y_{\text{расч}}}} \cdot 100\%, \quad (5)$$

где $M_{y_{\text{изм}}}$ – масса нефтепродуктов при учетной операции по показаниям рабочей станции оператора, кг (т);

$M_{y_{\text{расч}}}$ – масса нефтепродуктов при учетной операции, рассчитанная ручным способом в соответствии с методикой измерений «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Методика измерений системой измерительной количества нефти и нефтепродуктов резервуарного парка цеха №08 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК» и (или) применением программного комплекса «Расходомер-ИСО», кг (т).

7.4.4.8 Результаты поверки считают положительными, если:

- данные градуировочной таблицы, введенные в ИС, совпадают с действующей градуировочной таблицей РВСПК-50000;
- относительная погрешность при вычислении массы продукта не выходит за пределы $\pm 0,05\%$.

7.4.5 Определение относительной погрешности ИС при измерении массы продукта

7.4.5.1 Относительную погрешность ИС при измерении массы продукта рассчитывают в соответствии с методикой измерений «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Методика измерений системой измерительной количества нефти и нефтепродуктов резервуарного парка цеха №08 НПЗ ОАО «ТАИФ-НК» (раздел «Контроль точности результатов измерений»).

7.4.5.2 Результаты поверки считают положительными, если рассчитанная относительная погрешность ИС при измерении:

- массы нефтепродуктов не выходит за пределы $\pm 0,5\%$ (для измеряемой среды нефтепродукты)
- массы брутто нефти не выходит за пределы $\pm 0,5\%$ (для измеряемой среды нефть),

– массы нетто нефти не выходит за пределы $\pm 0,6$ % (для измеряемой среды нефть).

8 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

8.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке ИС в соответствии с ПР 50.2.006–94. К свидетельству о поверке прилагаются протоколы с результатами поверки.

8.2 Отрицательные результаты поверки ИС оформляют в соответствии с ПР 50.2.006–94. При этом свидетельство аннулируется, клеймо гасится, и ИС, не прошедшая поверку, бракуется.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А.1 – Значения параметров в начале учетной операции (Start Value)

Вариант №	Уровень продукта (Product Level), м	Уровень подтоварной воды (Free Water Level), м	Температура продукта (Product Temperature), °С	Плотность продукта при стандартных условиях (Standard Density), кг/м ³	Плотность продукта при рабочих условиях (Observed Density), кг/м ³	Массовая доля балласта (S & W Percentage), %
1	1,8	0	10 (для нефтепродукта) 0 (для нефти)	810 (для нефтепродукта) 870 (для нефти)	817,3 (для нефтепродукта) 884 (для нефти)	0 (для нефтепродукта) 0 (для нефти)
2	5,715	0 (для нефтепродукта) 0,34 (для нефти)	50 (для нефтепродукта) 30 (для нефти)	840 (для нефтепродукта) 890 (для нефти)	818,6 (для нефтепродукта) 883 (для нефти)	0 (для нефтепродукта) 0,562 (для нефти)

Примечание – При не возможности введения одного из параметра, этот параметр оставляют неизменным.

Таблица А.2 – Значения параметров в конце учетной операции (End Value)

Вариант №	Уровень продукта (Product Level), м	Уровень подтоварной воды (Free Water Level), м	Температура продукта (Product Temperature), °С	Плотность продукта при стандартных условиях (Standard Density), кг/м ³	Плотность продукта при рабочих условиях (Observed Density), кг/м ³	Массовая доля балласта (S & W Percentage), %
1	5,6	0	10 (для нефтепродукта) 0 (для нефти)	810 (для нефтепродукта) 870 (для нефти)	817,3 (для нефтепродукта) 884 (для нефти)	0 (для нефтепродукта) 0 (для нефти)
2	14,623	0 (для нефтепродукта) 0,34 (для нефти)	50 (для нефтепродукта) 30 (для нефти)	840 (для нефтепродукта) 890 (для нефти)	818,6 (для нефтепродукта) 883 (для нефти)	0 (для нефтепродукта) 0,562 (для нефти)

Примечание – При не возможности введения одного из параметра, этот параметр оставляют неизменным.