

СОГЛАСОВАНО

**Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»**



М.В. Крайнов

« 15 » 07

2021 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система контроля уровня и температуры для определения массы
нефтепродуктов в резервуарном парке ЛПДС «Рязань»**

**Методика поверки
НА.ГНМЦ.0391-19 МП**

с изменением № 1

РАЗРАБОТАНА

Обособленным подразделением Головной научный
метрологический центр АО «Нефтеавтоматика» в
г. Казань
(ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Гордеев Е.Ю.

Настоящая инструкция распространяется на систему контроля уровня и температуры для определения массы нефтепродуктов в резервуарном парке ЛПДС «Рязань» (далее – СКУТ), предназначенную для измерений массы нефтепродуктов и устанавливает методику ее первичной и периодической поверки.

В соответствии с заявлением владельца СКУТ или другого лица, представившего СКУТ на поверку, допускается проведение поверки отдельных каналов измерений массы из состава СКУТ с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведенной поверки.

Интервал между поверками СКУТ: один год.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют следующие операции:

- 1.1 Внешний осмотр (п.п. 6.2).
- 1.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (далее – ПО) СКУТ (п.п. 6.2).
- 1.3 Опробование (п.п. 6.3).
- 1.4 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СКУТ (п.п. 6.4).
- 1.5 Определение метрологических характеристик (далее – МХ) (п.п. 6.5):
 - 1.5.1 Проверка наличия действующих градуировочных таблиц (п.п. 6.5.1).
 - 1.5.2 Проверка результатов измерений уровня нефтепродукта в резервуарах (п.п. 6.5.2).
 - 1.5.3 Проверка результатов измерений температуры нефтепродукта в резервуарах (п.п. 6.5.3).
 - 1.5.4 Контроль вычислений массы нефтепродукта СКУТ (п.п. 6.5.4).
 - 1.5.5 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов (п.п. 6.5.5).

2 Средства поверки

- 2.1 Рулетка измерительная металлическая 2-го класса точности по ГОСТ 7502-98 (далее - рулетка).
- 2.2 Электронный термометр с диапазоном измерений от минус 20 до плюс 60 °С и абсолютной погрешностью измерений температуры $\pm 0,2$ °С.
- 2.2а Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 первого и второго исполнения с абсолютной погрешностью измерений температуры $\pm 0,2$ °С.

Пункт 2.2а (Измененная редакция, Изм. №1)

- 2.3 Средства поверки в соответствии с документами на поверку СИ, входящих в состав СКУТ.
- 2.4 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение МХ поверяемой СКУТ с требуемой точностью.

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые: в области охраны труда и промышленной безопасности:

- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждены приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101;
- Трудовой кодекс Российской Федерации;
- в области пожарной безопасности:
- СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

- «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», утверждены постановлением Правительства РФ №390 от 25.04.2012;
- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок:
- ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;
- в области охраны окружающей среды:
- Федерального закона от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и других законодательных актов по охране окружающей среды, действующих на территории РФ.

4 Условия поверки

При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями нормативных документов (далее - НД) на поверку СИ, входящих в состав СКУТ.

Таблица 1 – Характеристики измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение характеристики нефтепродуктов
измеряемая среда	топливо дизельное по ГОСТ Р 52368-2005 (ЕН 590:2009) и ГОСТ 32511-2013 (ЕН 590:2009)
плотность измеряемой среды, кг/м ³	от 765,0 до 870,0
температура измеряемой среды, °С	от -20 до +60
температура окружающей среды, °С	от -40 до +50
относительная влажность воздуха, %, при 25°С, не более	98

Раздел 4 (Измененная редакция, Изм. №1)

5 Подготовка к поверке

Подготовку к поверке проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации СКУТ и НД на поверку СИ, входящих в состав СКУТ.

6 Проведение поверки

6.1 Внешний осмотр

6.1.1 При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СКУТ следующим требованиям:

- комплектность СКУТ должна соответствовать эксплуатационной документации;
- на компонентах СКУТ не должно быть механических повреждений, коррозий, нарушений покрытий, надписей и других дефектов, препятствующих применению отдельных СИ, входящих в состав СКУТ, и СКУТ в целом.

6.2 Подтверждение соответствия ПО СКУТ

6.2.1 Подтверждение соответствия ПО СКУТ производится путем проверки идентификационных данных ПО программно-технического комплекса «Резервуарный парк» (далее – ПТК РП).

6.2.2 Чтобы определить идентификационные данные используется окно «Контроль целостности ПО» (вызывается при нажатии «Целостность ПО» из основной панели ПО ПТК РП) и окно «О программе» (вызывается при нажатии «О программе» из основной панели ПО ПТК РП).

Идентификационное наименование ПО считывают из столбца «Путь» (после «C:\Арм\ПО\») строки «Модуль расчетов объемно-массовых показателей» в окне «Контроль целостности ПО».

Номер версии (идентификационный номер) ПО считывают из строки «ПТК РП:» окна «О программе».

Цифровой идентификатор ПО считывают из столбца «Текущая КС» строки «Модуль расчетов объемно-массовых показателей» в окне «Контроль целостности ПО».

Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода считывают из столбца «Алгоритм» строки «Модуль расчетов объемно-массовых показателей» в окне «Контроль целостности ПО».

6.2.3 Идентификационные данные, указанные в описании типа СКУТ и идентификационные данные, полученные в ходе выполнения п. 6.2.2 должны быть идентичны. При идентичных идентификационных данных, делают вывод о подтверждении соответствия ПО ПТК РП программному обеспечению, зафиксированному во время проведения испытаний в целях утверждения типа, в противном случае результаты испытаний признают отрицательными.

Пункт 6.2 (Измененная редакция, Изм. №1)

6.3 Опробование

6.3.1 При опробовании проверяют работоспособность СКУТ в соответствии с инструкцией по эксплуатации путем просмотра отображения измеренных СИ значений на экране ПТК РП и формирования отчета СКУТ.

Результаты опробования считают положительными, если на экране ПТК РП отображаются измеренные СИ значения, отчет формируется и отсутствуют сообщения об ошибках работы СКУТ.

6.4 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СКУТ.

Проверяют соответствие фактически установленных средств измерений, СИ указанным в описании типа СКУТ, наличие у проверяемых СИ действующего знака поверки и (или) свидетельства о поверке, и (или) записи в паспорте (формуляре) заверенной подписью поверителя и знаком поверки, у СИ.

Сведения результатов проверки указанных СИ заносят в таблицу 2 Приложения А.

Пункт 6.4 (Измененная редакция, Изм. №1)

Поверка СИ, входящих в состав СКУТ, проводится в соответствии с документом, указанным в свидетельстве об утверждении типа СИ. В случае если методика поверки СИ, указанная в свидетельстве об утверждении типа СИ, допускает проведение поверки СИ на месте эксплуатации по другому документу на поверку, допускается проводить поверку СИ на месте эксплуатации по данному документу.

Если очередной срок поверки СИ из состава СКУТ наступает до очередного срока поверки СКУТ, поверяется только эти СИ, при этом поверку СКУТ не проводят.

6.5 Определение МХ

6.5.1 Проверка наличия действующих градуировочных таблиц

Проверяют наличие действующих градуировочных таблиц на резервуары.

Пределы относительной погрешности определения вместимости для резервуаров РВС-400 не должны превышать $\pm 0,20$ %, для РВС-5000, РВС-10000 и РВСП-10000 не должны превышать $\pm 0,10$ %.

6.5.2 Проверка результатов измерений уровня нефтепродукта в резервуарах

Проведение проверки результатов измерений уровня нефтепродукта в резервуарах выполняется для каждого резервуара, входящего в состав СКУТ, для

уровня нефтепродукта в диапазоне между нижним нормативным и верхним нормативным уровнями, после отстоя нефтепродукта в течении 2-х часов.

Измерения уровня нефтепродукта рулеткой в каждом резервуаре проводят дважды. Если результаты измерений отличаются не более чем на 1 мм, то в качестве результата измерений уровня, H_p^{cp} , принимают их среднее значение, с округлением до десятых долей миллиметра.

Если полученное расхождение измерений составляет более 1 мм, то измерения повторяют еще дважды и в качестве результата измерений уровня, H_p^{cp} , принимают среднее значение по всем четырем измерениям.

Проверка результатов измерений уровня проводится путем сличения показаний рулетки, H_p^{cp} , мм, со значением уровня нефтепродукта, отображаемым на ПТК РП, $H_{СКУТ}$, мм.

Вычисляют величину отклонения показаний уровня СКУТ с округлением до десятых долей мм ($\Delta H_{СКУТ}$, мм) по формуле

$$\Delta H_{СКУТ} = |H_p^{cp} - H_{СКУТ}|. \quad (1)$$

Для каждого резервуара должно выполняться условие

$$\Delta H_{СКУТ} \leq 1,0 + |\Delta H_p|, \quad (2)$$

где ΔH_p - абсолютная погрешность измерений уровня нефтепродукта рулеткой, округленная до десятых долей, мм.

Сведения об измерениях уровня нефтепродукта в резервуарах заносят в таблицу 3 Приложения А.

6.5.3 Проверка результатов измерений температуры нефтепродукта в резервуарах

Проведение проверки результатов измерений температуры нефтепродукта в резервуарах выполняется для каждого резервуара, входящего в состав СКУТ.

6.5.3.1 Проводят отбор точечных проб нефтепродуктов из резервуаров в соответствии с ГОСТ 2517.

Точечные пробы отбирают переносным пробоотборником с 3-х уровней:

- верхний – на 250 мм ниже поверхности нефтепродукта;
- средний – с середины высоты столба нефтепродукта;
- нижний – нижний срез приемо-раздаточного патрубка (хлопушки) по внутреннему диаметру, на 250 мм выше днища резервуара.

При высоте уровня нефтепродукта в резервуаре не более 2000 мм отбор точечной пробы проводят на верхнем и нижнем уровнях.

При высоте уровня нефтепродукта менее 1000 мм отбор точечной пробы проводят на нижнем уровне. На заданном уровне отбор точечной пробы нефтепродукта проводят дважды.

Время выдержки пробоотборника на заданном уровне в резервуаре не менее 5 минут для стабилизации теплового режима.

6.5.3.2 Измерение температуры проводят в каждой точечной пробе. Термометр выдерживают в точечной пробе в течение 1-3 минут после ее извлечения до принятия столбиком жидкости термометра постоянного положения. Отсчет температуры проводят с точностью до 0,1 °С, не вынимая термометр из измеряемой среды.

Температуру нефтепродуктов с применением преобразователей температуры измеряют путем их погружения в резервуары с нефтепродуктами в

точках отбора проб по ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб». При этом преобразователи температуры выдерживают на уровне отбираемой пробы в течение времени, установленного в эксплуатационных документах на преобразователи температуры

Среднюю температуру нефтепродукта с округлением до десятых долей градуса ($T_{ЭТ}^{cp}$, °С) в резервуаре в случае измерения температуры нефтепродукта на верхнем, среднем и нижнем уровнях вычисляют по формуле

$$T_{ЭТ}^{cp} = \frac{t_n + 3 \cdot t_{cp} + t_g}{5}, \quad (3)$$

где t_n – температура измеряемой среды в точечной пробе, отобранной с нижнего уровня, °С;

t_{cp} – температура измеряемой среды в точечной пробе, отобранной со среднего уровня, °С;

t_g – температура измеряемой среды в точечной пробе, отобранной с верхнего уровня, °С.

Среднюю температуру нефтепродукта с округлением до десятых долей градуса ($T_{ЭТ}^{cp}$, °С) в резервуаре в случае отбора точечных проб на верхнем и нижнем уровнях (при уровне нефтепродукта в резервуаре не более 2000 мм) вычисляют по формуле

$$T_{ЭТ}^{cp} = \frac{t_n + t_g}{2}. \quad (4)$$

Среднюю температуру нефтепродукта ($T_{ЭТ}^{cp}$, °С) в резервуаре в случае отбора точечной пробы на нижнем уровне (при высоте уровня нефтепродукта менее 500 мм) вычисляют по формуле

$$T_{ЭТ}^{cp} = t_n. \quad (5)$$

Пункт 6.5.3.2 (Измененная редакция, Изм. №1)

6.5.3.3 Проверка результатов измерений температуры нефтепродукта в резервуарах производится путем сличения средней температуры нефтепродукта, $T_{ЭТ}^{cp}$, °С, определенной по результатам измерений температуры термометром, со значением температуры нефтепродукта, отображаемым на ПТК РП, $T_{СКУТ}$, °С.

Вычисляют величину отклонения показаний температуры СКУТ с округлением до десятых долей °С ($\Delta T_{СКУТ}$, °С) по формуле

$$\Delta T_{СКУТ} = |T_{ЭТ}^{cp} - T_{СКУТ}|. \quad (6)$$

Для каждого резервуара должно выполняться условие

$$\Delta T_{СКУТ} \leq 0,2^\circ\text{C}. \quad (7)$$

Сведения об измерениях температуры нефтепродукта в резервуарах заносят в таблицу 4 Приложения А.

6.5.4 Контроль вычислений массы нефтепродукта СКУТ

Контроль вычислений массы нефтепродукта СКУТ производится путем сличения массы нефтепродукта, вычисленной по методике измерений «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтепродуктов. Методика измерений косвенным методом статических измерений в вертикальных резервуарах» (ФР.1.29.2021.40085), $M_{ми}$, с округлением до десятых долей килограмма со значением массы нефтепродукта, отображаемым на ПТК РП с округлением до десятых долей килограмма, $M_{ми}$.

Вычисляют величину относительного отклонения массы нефтепродукта СКУТ с округлением до сотых долей % ($\delta_{\text{СКУТ}}$, %) по формуле

$$\delta_{\text{СКУТ}} = \frac{|M_{\text{МИ}} - M_{\text{СКУТ}}|}{M_{\text{МИ}}} \cdot 100\%. \quad (8)$$

Для каждого резервуара должно выполняться условие

$$\delta_{\text{СКУТ}} \leq 0,01\%. \quad (9)$$

Пункт 6.5.4 (Измененная редакция, Изм. №1)

6.5.5 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродукта СКУТ.

Определяют относительную погрешность измерений массы нефтепродукта СКУТ для каждого из резервуаров, δm_i , %, по формуле

$$\delta m_i = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta K_i^2 + (\delta H_i \cdot K_{\Phi})^2 + G_i^2 \cdot (\delta \rho^2 + \beta_i^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_{\rho}^2) + \beta_i^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_V^2 + \delta N^2}, \quad (10)$$

где δK_i - относительная погрешность составления градуировочной таблицы i -го резервуара, %;
 δH_i - относительная погрешность измерений уровня нефтепродукта в i -м резервуаре, %;
 K_{Φ} - коэффициент, учитывающий геометрическую форму резервуара;
 G_i - коэффициент, вычисляемый для i -го резервуара по формуле

$$G_i = \frac{1 + 2 \cdot \beta_i \cdot T_{Vi}}{1 + 2 \cdot \beta_i \cdot T_{\rho i}}, \quad (11)$$

где T_{Vi} , $T_{\rho i}$ - температура нефтепродукта при измерении его объема и плотности соответственно для i -го резервуара, °С;
 $\delta \rho$ - относительная погрешность измерений плотности нефтепродукта, %;
 ΔT_{ρ} , ΔT_V - абсолютные погрешности измерений температуры нефтепродукта при измерениях его плотности и объема соответственно, °С;
 β_i - коэффициент объемного расширения нефтепродукта в i -м резервуаре, $1/^\circ\text{C}$, приведен в Таблице 3;
 δN - относительная погрешность вычислений массы нефтепродукта, значение которой принимают равной $\pm 0,01$ %;

Относительную погрешность измерений уровня нефтепродукта вычисляют по формуле

$$\delta H_i = \frac{\Delta H_i^2 + \Delta H_{Bi}^2}{\Delta H_i - \Delta H_{Bi}} \cdot 100, \quad (11a)$$

где ΔH_i , ΔH_{Bi} - пределы допускаемой относительной погрешности измерений уровня нефтепродукта и подтоварной воды в резервуаре, мм;
 H_i , H_{Bi} - значения уровня нефтепродукта и уровня подтоварной воды соответственно.

Относительную погрешность измерений плотности нефтепродукта вычисляют по формуле

$$\delta \rho = \frac{\Delta \rho}{\rho} \cdot 100, \quad (12)$$

где $\Delta \rho$ - абсолютная погрешность измерений плотности нефтепродукта, кг/м^3 ;
 ρ - плотность нефтепродукта, кг/м^3 .

Коэффициент, учитывающий геометрическую форму резервуара вычисляют по формуле

$$K_{\phi} = \frac{\Delta V_{\text{нап}} + H}{V_{\text{ж}}}, \quad (13)$$

где $\Delta V_{\text{нап}}$ - объем нефтепродукта, приходящийся на 1 мм наполнения резервуара, на уровне нефтепродукта H , м³/мм, определяемый по градуировочным таблицам.

Таблица 2 – Коэффициенты объемного расширения нефтепродукта в зависимости от его плотности

ρ , кг/м ³	β , 1/°C	ρ , кг/м ³	β , 1/°C
760,0-769,9	0,00106	820,0-829,9	0,00089
770,0-779,9	0,00103	830,0-839,9	0,00086
780,0-789,9	0,00100	840,0-849,9	0,00084
790,0-799,9	0,00097	850,0-859,9	0,00081
800,0-809,9	0,00094	860,0-869,9	0,00079
810,0-819,9	0,00092	870,0-879,9	0,00076

Пункт 6.5.5 (Измененная редакция, Изм. №1)

6.5.5.1 Значения относительной погрешности измерений массы нефтепродукта СКУТ для каждого из резервуаров не должны превышать:

- $\pm 0,65\%$ при измеренной массе нефтепродукта до 200 т;
- $\pm 0,50\%$ при измеренной массе нефтепродукта 200 т и более.

7 Оформление результатов поверки

7.1 Результаты поверки оформляют протоколом по форме, приведенной в приложении А.

7.2 Сведения о результатах поверки СКУТ передают в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений», утвержденным приказом Минпромторга России № 2510 от 31.07.2020 г.

Пункт 7.2 (Измененная редакция, Изм. №1)

7.3 По заявлению владельца СКУТ или лица, представившего СКУТ на поверку, поверитель в случае положительных результатов поверки наносит знак поверки и выдает свидетельство о поверке СКУТ или в случае отрицательных результатов поверки выдает извещение о непригодности к применению.

Пункт 7.3 (Измененная редакция, Изм. №1)

7.4 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СКУТ.

Пункт 7.4 (Измененная редакция, Изм. №1)

Приложение А
(рекомендуемое)
Форма протокола поверки СКУТ

Протокол № _____
поверки системы контроля уровня и температуры для определения массы
нефтепродуктов в резервуарном парке ЛПДС «Рязань»
номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства
измерений _____

Диапазон измерений: _____
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы
нефтепродукта, не более, %: _____
Заводской номер: _____
Принадлежит: _____ ИНН _____
Место проведения поверки: _____
Средства поверки: _____
Методика поверки: _____
Условия проведения поверки: _____

Результаты поверки:

1. Внешний осмотр (п.6.1 МП)
2. Подтверждение соответствия ПО СКУТ (п.6.2 МП)

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО программно-технического комплекса «Резервуарный парк»

Идентификационные данные	Значение, полученное во время поверки СКУТ	Значение, указанное в описании типа СКУТ
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер ПО)		
Цифровой идентификатор ПО		
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора		

3. Опробование (п. 6.3 МП)
4. Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СКУТ (п. 6.4 МП)

Таблица 2 – Сведения о поверке СИ, входящих в состав СКУТ:

Наименование СИ	Заводской номер	Сведения о поверке (номер свидетельства (при наличии), дата поверки)

5. Определение МХ (п. 6.5 МП)
- 5.1 Проверка наличия действующих градуировочных таблиц

Градуировочная таблица на резервуар РВС-400 (зав. №№ 2,3) действует до _____. Погрешность определения вместимости резервуаров $\pm$ _____ %, РВС-5000 (зав. №№ 1, 16, 20) действует до _____. Погрешность определения вместимости резервуаров $\pm$ _____ %, РВСП-5000 (зав. №№ 18, 19) действует до _____. Погрешность определения вместимости резервуаров $\pm$ _____ %, РВС-10000 (зав. №№ 11, 13, 15) действует до _____. Погрешность определения вместимости резервуаров $\pm$ _____ % и РВСП-10000 (зав. №№ 12) действует до _____. Погрешность определения вместимости резервуаров $\pm$ _____ %.

5.2 Проверка результатов измерений уровня нефтепродукта в резервуарах (п. 6.5.2 МП)

Таблица 3 – Сведения об измерениях уровня нефтепродукта в резервуарах

№ резервуара	Показания рулетки, мм			Показания СКУТ	$\Delta H_{\text{СКУТ}}$, мм
	1-е измерение	2-е измерение	Среднее арифметическое		

5.3 Проверка результатов измерений температуры нефтепродукта в резервуарах (п. 6.5.3 МП).

Таблица 4 – Сведения об измерениях температуры нефтепродукта в резервуарах

№ резервуара	Показания электронного термометра, °С			Показания СКУТ	$\Delta T_{\text{СКУТ}}$, °С
	1-е измерение	2-е измерение	Среднее арифметическое		

5.4 Контроль вычислений массы нефтепродукта СКУТ (п. 6.5.4 МП).

Таблица 5 – Сведения об определении массы нефтепродукта в резервуарах

№ резервуара	Масса нефтепродукта, вычисленная по методике измерений	Масса нефтепродукта по СКУТ	$\delta_{\text{СКУТ}}$, кг

5.5 Определение относительной погрешности измерений массы нефтепродукта СКУТ (п. 6.5.5 МП).

Заключение: система контроля уровня и температуры для определения массы нефтепродуктов в резервуарном парке ЛПДС «Рязань» признана _____ к дальнейшей эксплуатации
годной/не годной

Должность лица проводившего

поверку:

 (подпись)

 (инициалы, фамилия)

Дата поверки: « ____ » _____ 20 ____ г.