

УТВЕРЖДАЮ

Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»



М.С. Немиров

« 10 » 12 2019 г.



И Н С Т Р У К Ц И Я

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

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).

1.6 Поверку СКУТ прекращают при получении отрицательных результатов при проведении той или иной операции.

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.

2.3 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

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 При поверке СКУТ применяется расчетный метод поверки СКУТ.

При расчетном методе поверки МХ СКУТ определяются (контролируются) по нормированным МХ применяемых измерительных компонентов СКУТ утвержденного типа.

Определение МХ СКУТ (далее – МХ) производится путем проверки наличия действующих градуировочных таблиц, проверки результатов измерений уровня и температуры нефтепродукта в резервуарах и контроля вычислений массы нефтепродукта СКУТ.

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 Проверка идентификационных данных ПО программно-технического комплекса «Резервуарный парк» (далее – ПТК РП).

6.2.1.1 Чтобы определить идентификационные данные используется файл «Контрольные суммы файлов.csv» (расположение файла: C:\Арм\Конфигурация\Контрольные суммы файлов.csv) 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» файла «Контрольные суммы файлов.csv»;

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

Цифровой идентификатор ПО считывают из столбца «Контрольная сумма» строки «Модуль расчетов объемно-массовых показателей» файла «Контрольные суммы файлов.csv».

Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода считывают из столбца «Алгоритм» строки «Модуль расчетов объемно-массовых показателей» файла «Контрольные суммы файлов.csv».

Полученные идентификационные данные заносят в таблицу 1 Приложения А.

6.2.1.2 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СКУТ и полученные в ходе выполнения п. 6.2.1.1 идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО ПТК РП СКУТ программному обеспечению, зафиксированному во время проведения испытаний в целях утверждения типа, в противном случае результаты поверки признают отрицательными.

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 АРМ оператора и формирования отчета СКУТ.

Результаты опробования считают положительными, если на экране АРМ оператора 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 поверки указанных СИ заносят в таблицу 2 Приложения А.

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 АРМ оператора СКУТ, $H_{СКУТ}$, 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 нефти 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.

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

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

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_s – 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

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

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

$$T_{ЭТ}^{cp} = t_n. \quad (5)$$

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 АРМ оператора СКУТ, $T_{СКУТ}$, °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 «Масса нефтепродуктов. Методика измерений в резервуарах вертикальных стальных цилиндрических на ЛПДС «Рязань» Рязанского РНУ АО «Транснефть – Верхняя Волга», $M_{МИ}$, с округлением до десятых долей килограмма со значением массы нефтепродукта, отображаемым на АРМ оператора СКУТ с округлением до десятых долей килограмма, $M_{СКУТ}$.

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

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

Сведения об определении массы нефтепродукта в резервуарах заносят в таблицу 5 Приложения А.

6.5.5 Определение относительной погрешности измерений массы нефтепродукта СКУТ

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

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

где δK_i - относительная погрешность составления градуировочной таблицы i -го резервуара, %;

δH_i - относительная погрешность измерений уровня в i -м резервуаре, %;

$\delta \rho$ - относительная погрешность измерений плотности нефтепродукта, %;

$\Delta T_\rho, \Delta T_V$ - абсолютные погрешности измерений температуры нефтепродукта при измерениях его плотности и объема соответственно, °С;

β_i - коэффициент объемного расширения нефтепродукта в i -м резервуаре, 1/°С, приведен в Таблице 2;

δN - относительная погрешность вычислений массы нефтепродукта, значение которой принимают равной $\pm 0,01$ %;

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.

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/м³;

ρ - плотность нефтепродукта, кг/м³.

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

ρ , кг/м ³	β , 1/°С	ρ , кг/м ³	β , 1/°С
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

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 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СКУТ в соответствии с требованиями документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного приказом Минпромторга России № 1815 от 02.07.2015 г. с изменениями, утвержденными приказом Минпромторга России № 5329 от 28.12.2018 г.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СКУТ.

7.3 При отрицательных результатах поверки СКУТ к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности к применению в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным приказом Минпромторга России № 1815 от 02.07.2015 г. с изменениями, утвержденными приказом Минпромторга России № 5329 от 28.12.2018 г.

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 _____ %, 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.