

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ «ВСЕРОССИЙСКИЙ
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ
ИМ. Д. И. МЕНДЕЛЕЕВА»

ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ –
ФИЛИАЛ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИТАРНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ
«ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ
ИМ. Д. И. МЕНДЕЛЕЕВА»
ВНИИР – ФИЛИАЛ ФГУП «ВНИИМ ИМ. Д. И. МЕНДЕЛЕЕВА»

СОГЛАСОВАНО

Заместитель директора филиала

А. С. Тайбинский

М.П.

«15» июля 2024 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

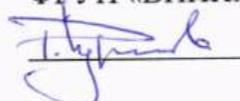
СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА
НЕФТИ № 1209 ПСП «ВАНКОРСКИЙ»

Методика поверки

МП 0832-14-2018

с изменением № 1

Начальник НИО-14 ВНИИР – филиал
ФГУП «ВНИИМ им. Д. И. Менделеева»

 Р.Р. Нурмухаметов

Тел.: (843) 299-72-00

г. Казань

2024 г.

РАЗРАБОТАНА

ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

СОГЛАСОВАНА

ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

1 Общие положения

Настоящая методика применяется для поверки системы измерений количества и показателей качества нефти № 1209 ПСП «Ванкорский» (далее – СИКН) применяемой в качестве рабочего средства измерений. Методика поверки устанавливает методику первичной поверки и периодической поверки при эксплуатации.

При определении метрологических характеристик в рамках проводимой поверки обеспечивается передача единицы величины массы в соответствии с требованиями государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 26.09.2022 № 2356, подтверждающая прослеживаемость к Государственному первичному специальному эталону единицы массы (килограмма) ГЭТ 3-2020 или к Государственному первичному эталону единицы объема жидкости в диапазоне от $1,0 \cdot 10^{-9} \text{ м}^3$ до $1,0 \text{ м}^3$ ГЭТ 216-2018 или к Государственному первичному специальному эталону единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63-2019.

В результате поверки должны быть подтверждены метрологические требования, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Метрологические требования

Диапазон измерений расхода, $\text{м}^3/\text{ч}$ (т/ч)	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти, %	
	$\pm 0,25$ (брутто)	$\pm 0,35$ (нетто)
от 500 (415) до 5550 (5023)		

Если срок периодической поверки измерительных компонентов (средств измерений) из состава СИКН наступает до срока периодической поверки СИКН, или появилась необходимость проведения внеочередной поверки средств измерений, то поверяется только это средство измерений, при этом внеочередную поверку СИКН не проводят.

(Измененная редакция, Изменение № 1)

2 Перечень операций поверки средства измерений

2.1 При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 2.

Таблица 2 – Операции поверки

Наименование операции	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер пункта методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр средства измерений	Да	Да	6
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	Да	Да	7
Проверка программного обеспечения средства измерений	Да	Да	8
Определение метрологических характеристик	Да	Да	9
Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	Да	Да	10
Оформление результатов поверки	Да	Да	11

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 Поверка СИКН осуществляется в условиях эксплуатации СИКН и в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или фактически обеспечиваемым при поверке диапазоне измерений с обязательным указанием в сведениях о поверке информации об объеме проведенной поверки. Информация о фактически обеспечиваемом диапазоне измерений расхода при поверке в обязательном порядке заносится в протокол поверки СИКН. Если фактический диапазон измерений расхода превышает диапазон измерений расхода, указанного в описании типа СИКН, то в сведениях о поверке СИКН указывают максимальный диапазон измерений, указанный в описании типа СИКН.

3.2 Характеристики СИКН, параметры измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в описании типа СИКН.

3.3 Содержание свободного газа не допускается.

3.4 При соблюдении условий п. 3.2 и п. 3.3 факторы, которые могут оказать влияние на точность результатов измерений при поверке, отсутствуют.

(Измененная редакция, Изменение № 1)

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 При проведении поверки применяют средства поверки, приведенные в таблице 3.

Таблица 3 – Перечень средств поверки их метрологические и технические характеристики

Операции поверки, требующие применения средств поверки	Метрологические и технические требования необходимые для проведения поверки	Рекомендуемое средство поверки
<p>п. 7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений</p> <p>п.9 Определение метрологических характеристик</p>	<p>Средства измерений температуры окружающего воздуха: диапазон температур от плюс 5 °С до плюс 39 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений $\pm 0,5$ °С.</p> <p>Средства измерений атмосферного давления: диапазон от 84 до 106 кПа, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений $\pm 0,5$ кПа.</p> <p>Рабочий эталон 1-го или 2-го разряда в соответствии с приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 26.09.2022 № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».</p> <p>Мера электрического сопротивления с пределами допускаемой относительной погрешности измерений $\pm 0,01$ %.</p> <p>Средства измерений электрического тока с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений ± 3 мкА.</p> <p>Средства измерения напряжения с пределами допускаемой относительной погрешности измерений $\pm 0,02$ %.</p>	<p>Измеритель влажности и температуры ИВТМ-7 М 5-Д, регистрационный № 15500-12.</p> <p>Установка трубопоршневая поверочная двунаправленная Smith Meter 1990, регистрационный № 80295-20.</p> <p>Мера электрического сопротивления однозначные МС 3050М, регистрационный № 46843-11.</p> <p>Устройства для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, регистрационный № 20103-00.</p> <p>Калибратор многофункциональный МСх-Р мод. МС5-Р, регистрационный № 22237-06.</p>
<p><i>Примечание - Допускается использовать при поверке другие утвержденные и аттестованные эталоны единиц величин, средства измерений утвержденного типа и поверенные, удовлетворяющие метрологическим требованиям, указанным в таблице.</i></p>		

(Измененная редакция, Изменение № 1)

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

5.1 При проведении поверки соблюдают требования, определяемые документами:

- в области охраны труда;
- в области промышленной безопасности;
- в области пожарной безопасности;
- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок;

- в области охраны окружающей среды.

5.2 Площадка СИКН должна содержаться в чистоте без следов нефти и должна быть оборудована первичными средствами пожаротушения согласно Правил противопожарного режима в Российской Федерации.

5.3 Организация рабочих мест должна обеспечить полную безопасность персонала на всех этапах выполнения работ.

5.4 Доступ ко всем средствам измерений и вспомогательному оборудованию должен быть свободным.

(Измененная редакция, Изменение № 1)

6 Внешний осмотр средства измерений

6.1 При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- комплектность СИКН должна соответствовать ее описанию типа и эксплуатационной документации;

- на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов (вмятин, трещин, повреждений изоляции соединительных кабелей и т. п.), препятствующих применению СИКН, способных оказать влияние на безопасность проведения поверки или результаты поверки;

- маркировка, надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть читаемыми без применения технических средств и соответствовать эксплуатационной документации.

6.2 Результат внешнего осмотра считают положительным, если выполняются все вышеперечисленные требования. СИКН, не прошедшая внешний осмотр, к поверке не допускается.

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Подготовка СИКН к поверке

7.1.1 Подготовка ИВК к поверке СИКН

При подготовке ИВК к поверке СИКН выполняют операции, изложенные в приложении А к методике поверки СИКН № 1209 «Порядок определения дополнительных метрологических характеристик ИВК, эксплуатируемых в составе СИКН № 1209 ПСП «Ванкорский».

7.1.2 Подготовка ТПР к поверке СИКН

7.1.2.1 Коэффициент коррекции MF вычисляют по формуле:

$$MF_j = \frac{K'}{K_j}, \quad (1)$$

где K' – значение коэффициента преобразования ТПР в j -й точке расхода, полученное при калибровке ТПР фирмой-изготовителем при выпуске из производства и введенной в память ИВК (согласно технической документации на ТПР равно 116 имп/м^3);

K_j – фактическое значение коэффициента преобразования, определенное по результатам определения метрологических характеристик ТПР, имп/м^3 .

Вычисленное значение коэффициента коррекции MF в j -й точке рабочего диапазона округляют до четырех знаков после запятой.

Полученные значения коэффициента коррекции MF фиксируют по результатам определения метрологических характеристик ТПР (Приложение Д к настоящей методике) и вносят в ИВК СИКН в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

Примечание – По результатам определения метрологических характеристик ТПР допускается представление метрологических характеристик ТПР по форме Приложения Д к настоящей методике.

7.1.2.2 При определении метрологических характеристик ТПР T_{ij} - время измерения, с (время движения поршня от одного детектора до другого в прямом и обратном направлениях) при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона принимают по показанию ИВК (АРМ оператора) или определяют по формуле 1:

$$T_{ij} = \frac{V_{ij} \cdot 3600}{Q_{ij}^{пн}} \quad (2)$$

где $Q_{ij}^{пн}$ - расход нефти в i -м измерении j -й точке принимают по показанию ИВК (АРМ оператора), м³/ч.

Коэффициент линейного расширения материала стенок трубопоршневой поверочной установки (далее - ТПУ), α , принимают равным $11,2 \cdot 10^{-6} 1/^\circ\text{C}$.

Модуль упругости материала стенок ТПУ, E , МПа, принимают равным 206843 МПа.

7.1.2.3 При необходимости проведения внеочередной поверки СИКН, связанной с нарушением пломб со знаком поверки на ТПР, отклонения метрологических характеристик ТПР от установленных пределов, подготовку ИВК к поверке СИКН допускается не проводить.

7.1.2.4 При необходимости проведения внеочередной поверки СИКН, связанной с нарушением пломб со знаком поверки на ИВК, отклонения метрологических характеристик ИВК от установленных пределов, подготовку ТПР к поверке СИКН допускается не проводить.

7.2 Опробуют СИКН путем увеличения или уменьшения расхода измеряемой среды в пределах рабочего диапазона измерений.

Результаты опробования считаются удовлетворительными, если при увеличении или уменьшении расхода измеряемой среды соответствующим образом изменялись показания на соответствующих средствах отображения информации.

7.3 Проверка герметичности СИКН.

Проверку герметичности СИКН проводят согласно эксплуатационной документации на СИКН. СИКН считается выдержавшей проверку, если на элементах и компонентах СИКН нет следов протечек нефти или снижения давления.

(Измененная редакция, Изменение № 1)

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

8.1 При проверке идентификационных данных ПО должно быть установлено соответствие идентификационных данных ПО СИКН сведениям, приведенным в описании типа на СИКН.

8.2 Определение идентификационных данных ПО СИКН проводят в соответствии с эксплуатационной документацией на комплексы измерительно-вычислительные «SyberTrol» (далее – ИВК) и автоматизированные рабочие места оператора (АРМ оператора) «Визард 1.0».

8.3 Результат подтверждения соответствия ПО считается положительным, если полученные идентификационные данные ПО (идентификационное наименование, номер версии и цифровой идентификатор) соответствуют идентификационным данным, указанным в

разделе «Программное обеспечение» описания типа СИКН для ИВК и АРМ оператора. В случае, если идентификационные данные ПО СИКН не соответствуют данным, указанным в описании типа на СИКН, поверку прекращают.

(Измененная редакция, Изменение № 1)

9 Определение метрологических характеристик

9.1 Определение метрологических характеристик (МХ) СИ, входящих в состав СИКН.

Проверяют наличие сведений о действующих положительных результатах поверки СИ (измерительных компонентов), фактически установленных на СИКН (из числа СИ, приведенных в таблице 1 описания типа СИКН, а также показывающих СИ температуры и давления утвержденного типа), в ФИФОЕИ, наличие действующих знаков поверки, нанесенных на СИ (измерительные компоненты), если предусмотрено нанесение знаков поверки, наличие действующих свидетельств о поверке, если предусмотрено оформление свидетельств о поверке на бумажном носителе, и (или) записей в паспортах (формулярах), заверенных подписью поверителя и знаком поверки.

9.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти при косвенном методе динамических измерений (δ_{MB} , %), в соответствии с ГОСТ 8.587 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений», определяют по формуле:

$$\delta_{MB} = \pm 1.1 \cdot \sqrt{\delta_V^2 + G^2 \cdot (\delta_p^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_p^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_V^2 + \delta_N^2}, \quad (3)$$

где δ_V – относительная погрешность измерений объема нефти, %;

δ_p – относительная погрешность измерений плотности нефти, %, определяется по формуле:

$$\delta_p = \frac{\Delta \rho}{\rho_{min}} \cdot 100, \quad (4)$$

$\Delta \rho$ – абсолютная погрешность измерений плотности нефти, кг/м³;

ρ_{min} – минимальное значение плотности нефти из диапазона измерений плотности СИКН (см. таблицу 5 описания типа), кг/м³;

$\Delta T_V, \Delta T_p$ – абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях ее плотности и объема соответственно, °С;

β – коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С, определяют по приложению А ГОСТ 8.587;

δ_N – относительная погрешность ИВК, %;

G – коэффициент, вычисляемый по формуле:

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_V}{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_p}, \quad (5)$$

где T_v, T_p – температура нефти при измерениях ее объема и плотности соответственно, °С. Применяют значения температуры того месячного отчета (формируемого ПО АРМ оператора), в котором разность между значениями данных показателей является максимальной. Для анализа используют последние 12 месячных отчетов, предшествующих проверке.

Относительная погрешность измерений массы брутто нефти с применением СИКН не должна превышать $\pm 0,25\%$.

9.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

Относительную погрешность измерений массы нефти в соответствии с ГОСТ 8.587 ($\delta_{\text{МН}}$, %) вычисляют по формуле:

$$\delta_{\text{МН}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta_{\text{МБ}}}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{\text{В}}^2 + \Delta W_{\text{МП}}^2 + \Delta W_{\text{ХС}}^2}{\left(1 - \frac{W_{\text{В}} + W_{\text{МП}} + W_{\text{ХС}}}{100}\right)^2}} \quad (6)$$

где $\Delta W_{\text{В}}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %, вычисляют:

а) при измерении массовой доли воды в нефти в лаборатории по ГОСТ 2477 по формуле (7)

$$\Delta W_{\text{В}} = \pm \frac{\sqrt{R_{\text{В}}^2 - 0,5 \cdot r_{\text{В}}^2}}{\sqrt{2}} \quad (7)$$

где $R_{\text{В}}$ и $r_{\text{В}}$ – воспроизводимость и повторяемость (сходимость) метода измерений массовой доли воды в нефти, % (в единицах массовых долей), по ГОСТ 2477;

б) при применении поточных влагомеров по формуле (8)

$$\Delta W_{\text{В}} = \frac{\Delta \varphi_{\text{В}} \cdot \rho_{\text{В}}}{\rho_{\text{Н}}}, \quad (8)$$

где $\Delta \varphi_{\text{В}}$ – абсолютная погрешность измерений объемной доли воды поточным влагомером, %;

$\rho_{\text{Н}}^{\text{В}}$ – плотность нефти при условиях измерений объемной доли воды в нефти, кг/м^3 .

$\Delta W_{\text{МП}}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических при $\Delta W_{\text{МП}}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %, вычисляют по формуле (9)

$$\Delta W_{\text{МП}} = \pm \frac{\sqrt{R_{\text{МП}}^2 - 0,5 \cdot r_{\text{МП}}^2}}{\sqrt{2}}, \quad (9)$$

где $R_{\text{МП}}$, $r_{\text{МП}}$ – воспроизводимость и повторяемость (сходимость) метода измерений массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370;

$\Delta W_{\text{ХС}}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %, определяется по формуле (10)

$$\Delta W_{\text{ХС}} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{\text{ХС}}^2 - 0,5 \cdot r_{\text{ХС}}^2}}{\rho_{\text{Н}}^{\text{ХС}} \cdot \sqrt{2}}, \quad (10)$$

где $R_{\text{ХС}}$ и $r_{\text{ХС}}$ – воспроизводимость и повторяемость (сходимость) метода измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти по ГОСТ 21534, мг/дм³;

$\rho_{\text{Н}}^{\text{ХС}}$ – плотность нефти при условиях измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти по ГОСТ 21534, кг/м³ (принимается из таблицы 5 описания типа, минимальная плотность нефти в рабочем диапазоне температуры).

$W_{\text{В}}$ – максимальное значение массовой доли воды в нефти, % (из таблицы 5 описания типа);

$W_{\text{МП}}$ – максимальное значение массовой доли механических примесей в нефти, % (из таблицы 5 описания типа);

$W_{\text{ХС}}$ – максимальное значение массовой доли хлористых солей в нефти, %, вычисляются по формуле:

$$W_{\text{ХС}} = 0,1 \cdot \frac{\Phi_{\text{ХС}}}{\rho_{\text{Н}}}, \quad (11)$$

$\Phi_{\text{ХС}}$ – максимальное значение массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм³, определенная в лаборатории (из таблицы 5 описания типа).

Абсолютную погрешность измерений плотности нефти при расчете значений абсолютной погрешности измерений массовых долей воды и хлористых солей не учитывают ввиду ее малого влияния.

Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ГОСТ 2477 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды»;

- для массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей»;

- для массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей».

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти с применением СИКН не должна превышать $\pm 0,35$ %.

(Измененная редакция, Изменение № 1)

10 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

При получении положительных результатов по разделу 9 настоящей методики поверки, а именно:

- средства измерений, входящие в состав СИКН, имеют запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки, установленные на средства измерений и/или на свидетельстве о поверке (при наличии) или паспорте (формуляре), если это предусмотрено документами на поверку данных средств измерений;

- получены положительные результаты определения дополнительных метрологических характеристик по приложению А;

- значение относительной погрешности измерений массы брутто нефти с применением СИКН не превышает установленные пределы $\pm 0,25$ %;

- значение относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением СИКН не превышает установленные пределы $\pm 0,35$ %;
СИКН считают соответствующей метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, а результат поверки положительным.

(Измененная редакция, Изменение № 1)

11 Оформление результатов поверки

11.1 Результаты поверки СИКН оформляются протоколом поверки СИКН рекомендуемая форма протокола в Приложение Е. Сведения о результатах поверки передаются в ФИФ ОЕИ, лицом, проводившим поверку СИКН.

11.2 При положительных результатах поверки СИКН, признается пригодной к применению.

11.3 Результаты поверки СИКН оформляют в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений на территории РФ.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН в случае распечатывания на бумажном носителе.

11.4 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают. Результаты поверки оформляют в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений на территории РФ.

(Измененная редакция, Изменение № 1)

Приложение А (обязательное)

Порядок определения дополнительных метрологических характеристик ИВК, эксплуатируемых в составе СИКН № 1209 ПСП «Ванкорский».

А.1 Операции определения дополнительных МХ

А.1.1 Опробование в соответствии с А.3.1.

А.1.2 Определение дополнительных МХ в соответствии с А.3.2.

А.2 Подготовка к определению дополнительных МХ

А.2.1 Подготовку проводят согласно требованиям эксплуатационной документации на средства определения дополнительных МХ и ИВК.

А.2.2 Проверяют монтаж ИВК и средств определения дополнительных МХ согласно структурным схемам (рис. А1-А3).

А.2.3 Вводят в память ИВК значения диапазонов измерений преобразователей температуры, давления, плотности, характеристик ТПУ, заводского коэффициента ТПР.

А.2.4 Включают и прогревают ИВК и средства определения дополнительных МХ.

А.3 Определение дополнительных МХ

А.3.1 Опробование

А.3.1.1 Опробование ИВК при определении абсолютной погрешности аналоговых каналов измерений (рис. А-1) проводят следующим образом:

- на входы ИВК, предназначенные для подключения преобразователей температуры, давления, подают токовые сигналы или сигналы напряжения. Величины токов определяют косвенным методом, используя цифровой вольтметр и эталонную катушку сопротивления или прямым методом измерений;

- при изменении значений силы тока и напряжения показания на дисплее ИВК должны изменяться соответствующим образом.

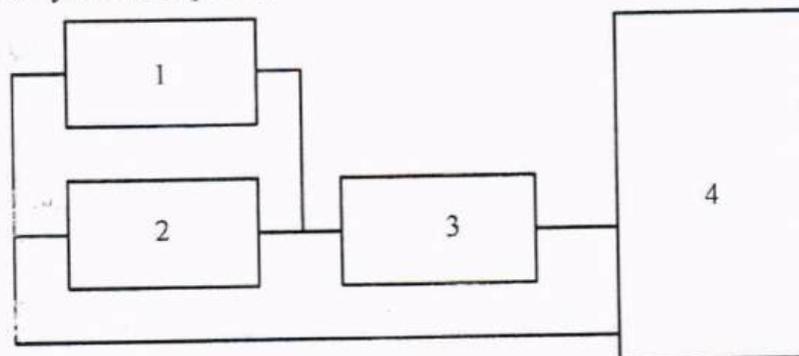


Рис. А-1. Схема подключения СИ при определении погрешности аналоговых каналов определения температуры и давления (1 – вольтметр; 2 – эталонная катушка сопротивления; 3 – магазин сопротивлений; 4 – ИВК).

А.3.1.2 Опробование ИВК измерительной линии (ИЛ) (далее - ИВК-ИЛ) при определении относительной погрешности вычисления объема и массы нефти (рис. А-2) проводят следующим образом:

- на вход ИВК-ИЛ, предназначенный для подключения ТПР, подают сигнал генератора ГЗ-102;
- на входы ИВК-ИЛ, предназначенные для подключения преобразователя плотности (ПП), подают сигнал делителя частоты Ф5093;
- значения температуры, давления вводят с клавиатуры;
- вводят значение заводского коэффициента преобразования ТПР согласно техническому описанию ТПР;
- вводят значение поправочного коэффициента ТПР, равное 1;
- вводят коэффициенты ПП вручную в соответствующие поля исходных данных;
- убеждаются во вводе сигналов и обработке их ИВК-ИЛ, контролируя значения параметров "объем нефти" и "масса брутто" на дисплее ИВК-ИЛ.

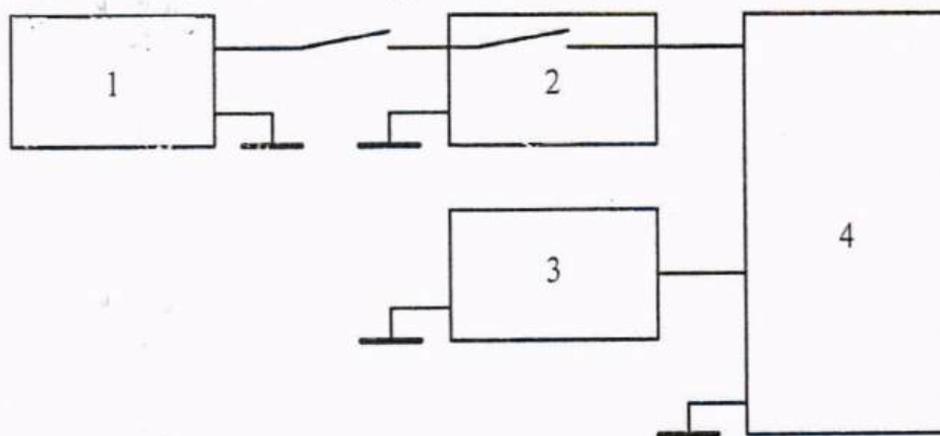


Рис. А-2. Схема подключения СИ при определении погрешности вычисления объема и массы нефти (1 – генератор импульсов; 2 – счетчик импульсов; 3 – делитель частоты; 4 – ИВК-ИЛ).

А.3.1.3 Опробование ИВК ТПУ (далее - ИВК-ТПУ) при определении относительной погрешности вычислений поправочного коэффициента ТПР по ТПУ (рис.А-3) проводят следующим образом:

- сигналы ТПР необходимой частоты задают генератором ГЗ-102, количество импульсов посредством счетчика импульсов Ф 5007;
- сигналы детекторов ТПУ задают соответствующими выходами «Преднаб. max» и «Преднаб. min» счетчика импульсов Ф 5007, поворот четырехходового крана ТПУ производят вручную;
- сигнал ПП задают делителем частоты Ф 5093;
- значения температуры и давления нефти на ИЛ вводят с клавиатуры ИВК-ИЛ, значения температуры и давления нефти на входе и выходе ТПУ вводят с клавиатуры ИВК-ТПУ;
- изменяя выходные сигналы приборов, убеждаются во вводе и обработке их ИВК-ИЛ, контролируя значения параметров на дисплее ИВК-ИЛ
- при изменении значений выходных сигналов приборов показания на дисплее ИВК должны изменяться соответствующим образом.

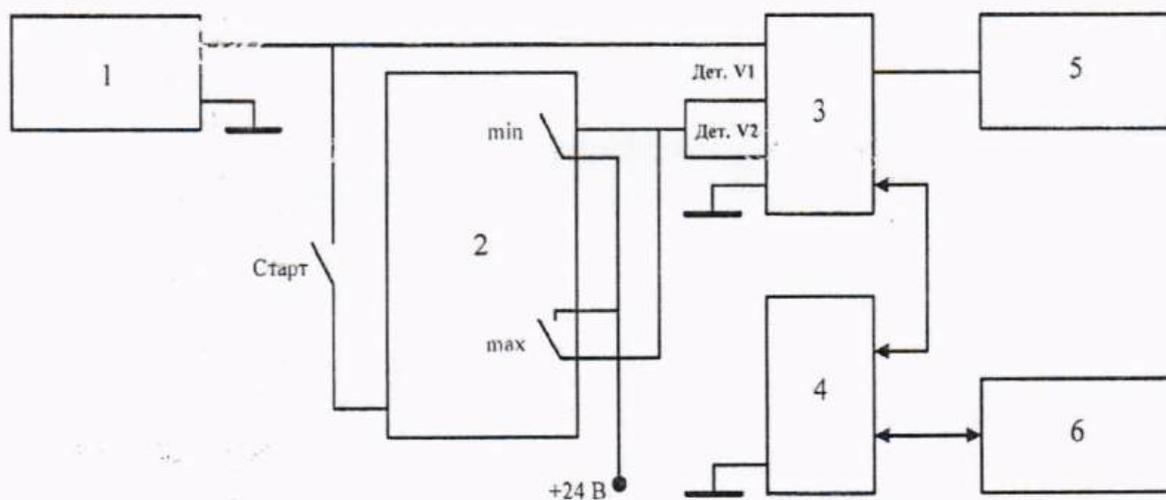


Рис. А-3. Схема подключения СИ при определении погрешности вычисления коэффициента преобразования ТПР по ТПУ (1 – генератор импульсов; 2 – счетчик импульсов; 3 – ИВК-ИЛ; 4 – ИВК-ТПУ; 5 – делитель частоты; 6 – четырехходовой кран ТПУ).

А.3.2 Определение МХ ИВК

А.3.2.1 Определение абсолютной погрешности аналоговых каналов измерений температуры, давления.

а) Определение абсолютной погрешности аналоговых каналов измерений температуры, давления проводят не менее чем, при пяти значениях (включая минимальное и максимальное) из диапазона измерений преобразователя соответствующей величины.

Значения силы тока для соответствующего значения величины определяют по формуле:

$$I_x = \frac{16}{S_x} \cdot (X - X_{\min}) + 4, \quad (A1)$$

где I_x - значение сила тока, мА;

X - значение величины;

S_x - диапазон измерений преобразователя величины;

X_{\min} - нижний предел измерений преобразователя величины.

Значения напряжения для соответствующего значения величины определяют по формуле:

$$U_x = \frac{4}{S_x} \cdot (X - X_{\min}) + 1, \quad (A2)$$

где U_x - значение напряжения, В;

X - значение величины;

S_x - диапазон измерений преобразователя величины;

X_{\min} - нижний предел измерений преобразователя величины.

Обработку результатов измерений проводят в следующей последовательности:

а) Абсолютную погрешность измерений величины определяют по формуле:

$$\Delta X = X - X_p, \quad (A3)$$

где X - значение величины по показаниям ИВК;

X_p - значение величины, соответствующее значениям силы тока или напряжения, рассчитанное по формулам (A1, A2).

Результаты измерений заносят в форму по (приложению Б).

За абсолютную погрешность измерений величины принимают максимальное из всех значений, определенных по формуле (A3).

Это значение не должно превышать значений 0,025 °С и 0,5 кПа соответственно для каналов измерений температуры и давления.

б) Относительную погрешность, вносимую в погрешность вычислений массы брутто ($\delta_{Мбa}$) аналоговыми каналами измерений температуры и давления ИВК, определяют по формуле:

$$\delta_{Мбa} = \sqrt{0,08^2 \cdot (\Delta t_t^2 + \Delta t_p^2) + 0,08^2 \cdot (\Delta P_t^2 + \Delta P_p^2)} \cdot 10^{-6}, \quad (A4)$$

где Δt_t и Δt_p - значения абсолютной погрешности каналов измерений температуры нефти ИВК соответственно в ИЛ и в блоке измерений показателей качества нефти (далее - БИК), °С;

ΔP_t и ΔP_p значения абсолютной погрешности каналов измерений давления нефти ИВК соответственно в ИЛ и в БИК, кПа;

0,08 - коэффициент влияния погрешности измерений температуры (давления), %/°С (%/МПа).

в) Относительную погрешность, вносимую в погрешность вычислений поправочного коэффициента ТПР из ТПУ ($\delta_{МFa}$) аналоговыми каналами измерений температуры и давления ИВК, определяют по формуле:

$$\delta_{МFa} = \sqrt{0,08^2 \cdot (\Delta t_{t_{вх}}^2 + \Delta t_{t_{вых}}^2 + \Delta t_{t_{умх}}^2) + 0,08^2 \cdot (\Delta P_{t_{вх}}^2 + \Delta P_{t_{вых}}^2 + \Delta P_{t_{умх}}^2)} \cdot 10^{-6}, \quad (A5)$$

где $\Delta t_{t_{вх}}$, $\Delta t_{t_{вых}}$ и $\Delta P_{t_{вх}}$, $\Delta P_{t_{вых}}$ - значения абсолютной погрешности каналов измерений соответственно температуры и давления нефти на входе и выходе ТПУ, °С и кПа (используют из протокола поверки ИВК-ТПУ).

А.3.2.2 Определение погрешности вычислений объема (δ_v) и массы брутто ($\delta_{Мб}$) нефти

При помощи генератора ГЗ-102 и делителя частоты Ф5093 устанавливают значения частоты сигналов ТПР и ПП, вводят с клавиатуры ИВК-ИЛ значения температуры и давления в соответствии с таблицей 1.

Таблица 1 – Значения температуры и давления

Частота ТПР, Гц	Плотность, кг/м ³	Температура, °С		Давление, кПа	
		в ТПР	в ПП	в ТПР	в ПП
f_{min}	800±20	$t_{min}+1$	$t_{min}+1$	$P_{min}+300$	$P_{min}+300$
f_{max}	900±20	$t_{max}-1$	$t_{max}-1$	$P_{max}-300$	$P_{max}-300$

Вводят в память ИВК-ИЛ

- условное значение заводского коэффициента преобразования ТПР, округленное до целого числа, определяется по формуле

$$KF = \frac{K'}{30}, \quad (A6)$$

где K' - фактическое значение заводского коэффициента преобразования ($K' = 116$), имп/м³;

- значения градуировочных коэффициентов ТПР в соответствии с свидетельством о поверке.

Счетчик импульсов подготавливают к режиму ограничения по максимуму. На переключателе "Преднаб. мах" устанавливают количество импульсов N , не менее 10 000 и с таким расчетом, чтобы значение массы нефти вычисляемое по формуле (A7) составляло не менее 500 т, для выполнения условия, что погрешность округления значения массы на дисплее ИВК должна быть пренебрежимо мала по сравнению с погрешностью ИВК вычисления массы.

$$M_{P(им)} = \frac{N \cdot \rho_V}{KF}, \quad (A7)$$

где $M_{P(им)}$ - значение массы нефти (для имитации входных сигналов ото ТПР), рассчитанное из условия, что $N \geq 10000$ имп., кг.

N - количество импульсов, устанавливаемых на переключателе "Преднабор мах", имп.;

ρ_V - задаваемое значение плотности нефти при условиях измерения объема, кг/м³;

KF - условное значение заводского коэффициента преобразования ТПР, имп/м³;

Для каждой серии входных параметров проводят не менее трех измерений.

Погрешность вычисления массы брутто определяют для каждого канала измерения плотности.

Обработку результатов измерений проводят в следующей последовательности:

а) Погрешность вычислений объема δ_V определяют по формуле:

$$\delta_V = \frac{|V - V_p|}{V_p} \cdot 100\%, \quad (A8)$$

где V - значение объема по показаниям ИВК-ИЛ, м³;

V_p - расчетное значение объема, м³, определяется по формуле

$$V_p = \frac{N}{K}, \quad (A9)$$

где N - количество импульсов, выданное счетчиком, имп.

K - коэффициент преобразования ТПР имп/м³, определяемый по формуле

$$K = \frac{KF}{MF}, \quad (A10)$$

MF - поправочный коэффициент ТПР (при поверке $MF=1$)

За погрешность δ_V принимают максимальное из всех значений, определенных по формуле (A8).

Значение δ_V вычисляют до четвертого знака после запятой. Окончательное значение округляют до третьего знака после запятой.

Погрешность δ_V не должна превышать 0,025 %.

б) Погрешность вычислений массы брутто ($\delta'_{Мб}$) определяют по формуле:

$$\delta'_{Мб} = \frac{|M - M_p|}{M_p} \cdot 100\%, \quad (A11)$$

где M - значение массы брутто по показаниям ИВК-ИЛ, т;

M_p - расчетное значение массы брутто, т, определяют по формуле:

$$M_p = V_p \cdot \rho_{ил} \cdot 10^{-3}, \quad (A12)$$

где $\rho_{ил}$ - значение плотности, приведенное к условиям измерений в ИЛ, кг/м³, рассчитанное по формуле

$$\rho_{ил} = \rho \cdot [1 + \beta \cdot (t_p - t_i)] \cdot [1 + \gamma \cdot (P_i - P_p) \cdot 0,001], \quad (A13)$$

где ρ - значение плотности нефти при условиях измерений в БИК, кг/м³, рассчитывают по формулам (A1.1 – A1.5 приложения A1);

$t_p, t_i (P_p, P_i)$ - значения температуры (давления) нефти соответственно в БИК и в ИЛ, °С (кПа);

β - коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С;

γ - коэффициент сжимаемости нефти, 1/МПа;

Значения β и γ берут из таблиц Р 50.2.076-2010 «ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета. Программа и таблицы приведения».

За погрешность $\delta'_{Мб}$ принимают максимальное из всех значений, определенных по формуле (A11).

Суммарную погрешность вычислений массы брутто определяют по формуле

$$\delta_{Мб} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta'^2_{Мб} + \delta^2_{Мба}}. \quad (A14)$$

Значения $\delta_{Мба}, \delta'_{Мб}, \delta_{Мб}$ вычисляют до третьего знака после запятой. Окончательное значение $\delta_{Мб}$ округляют до второго знака после запятой.

Значение $\delta_{Мб}$ не должно превышать 0,05 %.

Результаты измерений заносят в форму по (приложению В).

A.3.2.3 Определение относительной погрешности вычислений поправочного коэффициента ТПР по ТПУ

Определение относительной погрешности вычислений поправочного коэффициента ТПР (δ_{MF}) по ТПУ проводят при минимальном и максимальном значениях расхода из диапазона измерений ТПР, произвольном значении плотности при условиях в БИК из рабочего диапазона измерений плотности, при минимальных и максимальных значениях температуры и давления нефти в ИЛ, на входе и выходе ТПУ.

В память ИВК-ИЛ вводят значение заводского коэффициента преобразования ТПР - KF , поправочный коэффициент ТПР - MF (при поверке $MF=1$), градуировочных коэффициентов ПП.

В память ИВК-ТПУ вводят значения характеристик ТПУ: вместимости измерительного участка ТПУ при нормальных условиях, внутреннего диаметра ТПУ, толщины стенок ТПУ,

коэффициента линейного расширения материала стенок ТПУ, модуля упругости материала стенок ТПУ.

С клавиатуры дисплея ИВК- ИЛ вводят значения температуры и давления нефти в ИЛ и в БИК.

С клавиатуры дисплея ИВК-ТПУ вводят значения температуры и давления нефти на входе и выходе ТПУ.

На делителе частоты устанавливают сигнал, соответствующий выбранному значению плотности.

На генераторе импульсов (рис. А-3) устанавливают выходной сигнал, соответствующий частоте выходного сигнала ТПР, для подачи на импульсный вход ИВК-ИЛ. На счетчике импульсов устанавливают "Преднаб. мин." - 5000 и "Преднаб. мах." - 15000. Имитируют прямой и обратный ход шара ТПУ с двумя парами детекторов. Для чего на счетчике импульсов устанавливают режим "Сумм.". С клавиатуры ИВК устанавливают режим "Проверка". После установки четырехходового крана в положение "Вперед" запускают счетчик импульсов кнопкой "Старт". После срабатывания реле "Преднаб. мах." кнопкой "Стоп" останавливают счет импульсов. После установки четырехходового крана в положение "Назад" задают режим "Вычит." и запускают счетчик импульсов кнопкой "Старт". После срабатывания "Преднаб. мин." счет импульсов останавливают.

Для каждой серии входных параметров проводят не менее трех измерений. Результаты измерений заносят в форму по (приложению Г).

Обработку результатов проводят в следующей последовательности:

Погрешность δ'_{MF} определяют по формуле

$$\delta'_{MF} = \frac{|MF - MF_p|}{MF_p} \cdot 100\%, \quad (A15)$$

где MF - значение поправочного коэффициента ТПР по показаниям ИВК-ИЛ, имп/м³;
 MF_p - значение поправочного коэффициента ТПР, имп/м³, вычисленное по формуле

$$MF_p = \frac{\sum_{j=1}^n MF_{pj}}{n}$$

где n - количество пар детекторов,

MF_{pj} - значение поправочного коэффициента ТПР рассчитанное для одной пары детекторов, имп/м³, по формуле:

$$MF_{pj} = \frac{KF \cdot V_{0j} \cdot K_{ip}}{N}, \quad (A16)$$

KF - заводской коэффициент преобразования ТПР, имп/м³ ($KF=116$ имп/м³);

V_{0j} - значение вместимости ТПУ при нормальных условиях для j -го калиброванного участка, м³ (берут из свидетельства о поверке ТПУ);

N - количество импульсов, подаваемое на счетчик импульсов ИВК суммарно для прямого и обратного хода поршня, имп. ($N=1400$ имп.);

K_{TP} - коэффициент, учитывающий влияние температуры и давления, разности температуры и давления нефти у ТТР и в ТПУ на вместимость ТПУ и объем нефти, определяемый для заданных значений температуры и давления по формуле

$$K_{TP} = 1 + 3\alpha_t \cdot (t_y - 20) + \frac{0.95D}{E \cdot S} \cdot P_y \cdot 0,001 + \beta \cdot (t_t - t_y) + \gamma (P_y - P_t) \cdot 0,001, \quad (A17)$$

где α_t - коэффициент линейного расширения материала стенок ТПУ, $1/^\circ\text{C}$;

E - модуль упругости материала стенок ТПУ, МПа;

D - внутренний диаметр измерительного участка ТПУ, мм;

S - толщина стенок ТПУ, мм;

t_y - среднее значение температуры нефти в ТПУ, $^\circ\text{C}$, вычисленное по формуле

$$t_y = \frac{t_{\text{вх}} + t_{\text{вых}}}{2}, \quad (A18)$$

$t_{\text{вх}}, t_{\text{вых}}$ - значение температуры на входе и выходе ТПУ, $^\circ\text{C}$;

P_y - среднее значение давления нефти в ТПУ, кПа, вычисленное по формуле

$$P_y = \frac{P_{\text{вх}} + P_{\text{вых}}}{2}, \quad (A19)$$

$P_{\text{вх}}, P_{\text{вых}}$ - значение давления нефти на входе и выходе ТПУ, кПа;

t_t - температура нефти в ИЛ, $^\circ\text{C}$;

P_t - давление нефти в ИЛ, кПа.

За погрешность ИВК δ'_{MF} принимают максимальное из всех значений, определенных по формуле (A15).

Суммарную погрешность определяют по формуле

$$\delta_{MF} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta'^2_{MF} + \delta^2_{M\Gamma a}}. \quad (A20)$$

Значение K_{TP} вычисляют до пятого знака после запятой. Значение K вычисляют до пяти значащих цифр.

Значения $\delta_{MFa}, \delta'_{MF}, \delta_{MF}$ вычисляют до четвертого знака после запятой, окончательное значение δ_{MF} округляют до третьего знака после запятой.

Значение не должно превышать 0,025 %.

А.3.3 Допускается использовать при определении дополнительных метрологических характеристик ИВК другие утвержденные и аттестованные эталоны единиц величин, средства измерений: утвержденного типа и поверенные, соответствующие метрологическим требованиям.

А.4 Оформление результатов определения дополнительных метрологических характеристик

А.4.1 Результаты оформляют в соответствии с (приложениями Б, В, Г).

Приложение А1

(обязательное)

Расчет плотности нефти при рабочих условиях

Плотность нефти с поправкой по температуре и давлению ρ_p , кг/м³, определяют по формулам

$$\rho = K_0 + K_1 \cdot T + K_2 \cdot T^2 ; \quad (A1.1)$$

$$\rho_t = \rho \cdot [1 + K_{18} \cdot (t - 20)] + K_{19} \cdot (t - 20); \quad (A1.2)$$

$$\rho_p = \rho_t \cdot [1 + K_{20} \cdot P \cdot 10] + K_{21} \cdot P \cdot 10; \quad (A1.3)$$

$$K_{20} = K_{20A} + K_{20B} \cdot P \cdot 10; \quad (A1.4)$$

$$K_{21} = K_{21A} + K_{21B} \cdot P \cdot 10, \quad (A1.5)$$

где $K_0, K_1, K_2, K_{18}, K_{19}, K_{20A}, K_{20B}, K_{21A}, K_{21B}$ - градуировочные коэффициенты, взятые из свидетельства о поверки на ПП;

T - период сигнала имитатора ПП, мкс;

t - температура нефти в БИК, °С;

P - избыточное давление нефти в БИК, МПа.

Приложение Б1

(рекомендуемое)

Форма представления результата определения дополнительных метрологических характеристик аналоговых каналов измерительно-вычислительного комплекса «Sybertrol» для ИЛ

Место определения дополнительных МХ: СИКН № 1209 ПСП «Ванкорский»

Заводской номер: _____

Канал измерений: Давление в ИЛ, Кал1 _____, Кал2 _____

№ п/п	Входной ток	Значение параметра		Абсолютная погрешность
		Расчетное	Измеренное	
	мА	кПа	кПа	кПа
1				
2				
3				
4				
5				

Канал измерений: Температура в ИЛ, Кал1 _____, Кал2 _____

№ п/п	Входной ток	Значение параметра		Абсолютная погрешность
		Расчетное	Измеренное	
	мА	°С	°С	°С
1				
2				
3				
4				
5				

Канал измерений: Температура в БИК № 1, Кал1 _____,

Кал2 _____

№ п/п	Входной ток	Значение параметра		Абсолютная погрешность
		Расчетное	Измеренное	
	мА	°С	°С	°С
1				
2				
3				
4				
5				

Канал измерений: Температура в БИК №2, Кал1 _____,

Кал2 _____

№ п/п	Входной ток	Значение параметра		Абсолютная погрешность
		Расчетное	Измеренное	
	мА	°С	°С	°С
1				
2				
3				
4				
5				

Канал измерений: Давление в БИК, Кал1 _____, Кал2 _____

№ п/п	Входной ток	Значение параметра		Абсолютная погрешность
		Расчетное	Измеренное	
	мА	кПа	кПа	кПа
1				
2				
3				
4				
5				

$$\delta_{\text{М60}} = \sqrt{0,08^2 \cdot (\Delta r_t^2 + \Delta r_p^2) + 0,08^2 \cdot (\Delta P_t^2 + \Delta P_p^2)} \cdot 10^{-6}$$

Подпись _____

Дата _____

* Кал1 – калибровочный коэффициент 1, Кал2 – калибровочный коэффициент 2.

Приложение Б2

(дополнительное для ИВК-ТПУ)

(рекомендуемое)

Форма представления результата определения дополнительных МХ аналоговых каналов измерительно-вычислительного комплекса «Sybertrol» для ТПУ

Место проведения поверки: СИКН № 1209 ПСП «Ванкорский»

Заводской номер: _____

Канал измерений: Давление на входе ТПУ, Кал1 _____, Канал измерений: Температура на входе ТПУ, Кал1 _____,
Кал2 _____, Кал2 _____

№ п/п	Входной ток мА	Значение параметра		Абсолютная погрешность кПа
		Расчетное	Измеренное	
		кПа	кПа	
1				
2				
3				
4				
5				

№ п/п	Входной ток мА	Значение параметра		Абсолютная погрешность °С
		Расчетное	Измеренное	
		°С	°С	
1				
2				
3				
4				
5				

Канал измерений: Давление на выходе ТПУ Кал1 _____, Канал измерений: Температура на выходе ТПУ Кал1 _____,
Кал2 _____, Кал2 _____

№ п/п	Входной ток мА	Значение параметра		Абсолютная погрешность кПа
		Расчетное	Измеренное	
		кПа	кПа	
1				
2				
3				
4				
5				

№ п/п	Входной ток мА	Значение параметра		Абсолютная погрешность °С
		Расчетное	Измеренное	
		°С	°С	
1				
2				
3				
4				
5				

Максимальная погрешность: $\Delta P_{ax} =$ _____ кПа

Максимальная погрешность: $\Delta P_{вых} =$ _____ кПа

Максимальная погрешность: $\Delta t_{ax} =$ _____ °С

Максимальная погрешность: $\Delta t_{вых} =$ _____ °С

Подпись лица, проводившего поверку _____

Дата _____

* Кал1 – калибровочный коэффициент 1, Кал2 – калибровочный коэффициент 2.

Приложение В

(рекомендуемое)

Форма представления результата определения дополнительных МХ измерительно-вычислительного комплекса «Sybertrol»

Заводской номер _____

Коэффициент преобразования ТПР _____

Поправочный коэффициент ТПР _____

Коэффициенты ПП:

$K_0 =$

$K_{18} =$

$K_{20B} =$

$K_1 =$

$K_{19} =$

$K_{21A} =$

$K_2 =$

$K_{20A} =$

$K_{21B} =$

Определение погрешности вычисления объема и массы по ИЛ

№ п/п	Входные параметры ТПР				Входные параметры ПП			Расчетные значения			Значения, вычисленные ИВК		Погрешность	
	f	N_i	$t_{ТПР}$	$P_{ТПР}$	T	$t_{ПП}$	$P_{ПП}$	ρ	V_p	M_p	V	M	δ_V	δ_{M6}
	Гц	имп.	°С	кПа	мкс	°С	кПа	кг/м ³	м ³	г	м ³	г	%	%
1														
2														
3														
...														

$$\delta_{M6} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{M6}^2 + \delta_{M6a}^2}$$

Подпись _____

Дата _____

Приложение Г
(рекомендуемое)

Форма представления результата определения дополнительных МХ измерительно-вычислительного комплекса «Sybertrol»

Заводской номер _____ Коэффициент преобразования ТПР _____

Поправочный коэффициент ТПР _____

$V_{(1-3-1)}$	$V_{(2-4-2)}$	D	S	α	E
м	м ³	мм	мм	1/°C	МПа

Определение погрешности вычисления коэффициента преобразования ТПР по ТПУ

№ п/п	ТПР				ТПУ				Параметры нефти			Расчетные значения				Измеренное значение	Относительная погрешность
	f	N_i	$t_{ТПР}$	$P_{ТПР}$	$t_{вх.}$	$t_{вых.}$	$P_{вх.}$	$P_{вых.}$	ρ	β	γ	K_{IP}	V_{0j}	K	MF_p	MF	δ_{MF}
	Гц	имп.	°C	кПа	°C	°C	кПа	кПа	кг/м ³	1/°C	1/МПа	-	м ³	имп/м ³	-	-	%
1.1																	
1.2																	
2.1																	
2.2																	
3.1																	
3.2																	
...																	

$$\delta_{MFa} = \sqrt{0,08^2 \cdot (\Delta t_i^2 + \Delta t_{увх.}^2 + \Delta t_{увых.}^2) + 0,08^2 \cdot (\Delta P_i^2 + \Delta P_{увх.}^2 + \Delta P_{увых.}^2)} \cdot 10^{-6}$$

$$\delta_{MF} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{MF}^2 + \delta_{MFa}^2}$$

Подпись _____

Дата _____

Приложение Д
(обязательное)

Форма представления результата определения метрологических характеристик преобразователей расхода

Место проведения _____ ПСП (НСП) _____

ПР: Тип _____ Зав. № ТПР _____ Линия № _____ Принадлежит _____

ПУ: Тип _____ Разряд: _____ Зав. № _____ Принадлежит _____

Рабочая жидкость _____ Вязкость мин _____ сСт; макс _____ сСт

Таблица 1 – Исходные данные

Детекторы ТПУ	Поверочной установки (ТПУ)									СОИ	ПР	Жидкости	
	V_0 м ³	D мм	S мм	E МПа	α_t °C ⁻¹	$\Theta_{\Sigma 0}$ %	Θ_{V_0} %	$\Delta t_{пу}$ °C	$\delta_{ивк}$ %	$\Delta t_{ПР}$ °C	ρ кг/м ³	t_p °C	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	11	12	13	14	
1-3-1													
2-4-2													

Таблица 2 – Результаты измерений

№ точ/ № изм j/i	Q_{ij} м ³ /ч	по ПУ					по ПР					по ПП		по вискозим.
		Детекторы	T_{ij} с	$t_{пу ij}$ °C	$P_{пу ij}$ МПа	V_{ij} м ³	f_{ij} Гц	t_{ij} °C	P_{ij} МПа	N_{ij} имп	K_{ij} имп/м ³	ρ_{ij} кг/м ³	$t_{ПП ij}$ °C	ν_{ij} сСт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1/1														
...														
1/ n_1														
...	
$m/1$														
...														
m/n_m														

Таблица 3 – Результаты определения дополнительных метрологических характеристик в точках рабочего диапазона

№ точки j	Q_j м ³ /ч	$f_j (f/v)_j$	K_j имп/м ³	S_j %	ε_j %	MF_j
1	2	3	4	5	6	8
1						
...						
m						

Таблица 4 – Результаты определения дополнительных метрологических характеристик в поддиапазонах

№ ПД k	$Q_{\min k}$ м ³ /ч	$Q_{\max k}$ м ³ /ч	$\varepsilon_{\text{ПД } k}$ %	$\Theta_{\text{А ПД } k}$ %	$\Theta_{\text{С ПД } k}$ %	$\delta_{\text{ПД } k}$ %
1	2	3	4	5	6	7
1						
...						
m-1						

Заключение: преобразователь расхода к дальнейшей эксплуатации _____

Подпись, фамилия, инициалы, лица проводившего определения дополнительных метрологических характеристик _____

Дата « ____ » _____ 20 ____ г.

**Приложение Е
(рекомендуемое)**

Форма протокола поверки

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Стр. ___ из ___

Наименование средства измерений: _____
Тмп, изготовитель: _____
Заводской номер: _____
Владелец: _____
Наименование и адрес заказчика: _____
Методика поверки: _____
Место проведения поверки: _____
Поверка выполнена с применением: _____

Указывают основное средство поверки СИКН в соответствии с п. 4.1 настоящей Методики

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

1. Внешний осмотр средства измерений: _____ (соответствует/не соответствует требованиям п. 6 методики поверки)
2. Подготовка к поверке и опробование средства измерений: _____ (соответствует/не соответствует требованиям п. 7 методики поверки)
3. Проверка программного обеспечения средства измерений: _____ (соответствует/не соответствует требованиям п. 8 методики поверки)
4. Определение МХ
- 4.1.1 Определение МХ СИ, входящих в состав СИКН _____ (соответствует/не соответствует требованиям п. 9.1 методики поверки)
- 4.1.2 Определение МХ ИВК (п. 9.2)

Таблица 1 – Результат определения МХ ИВК (по приложению Б, В, Г)

№	Наименование СИ	Заводской номер СИ	Место установки СИ	Результат	Погрешность ИВК, (%)
1				Годен/Негоден	

Результаты определения МХ ИВК: (положительные/отрицательные).

4.1.3 Определение МХ ТПР (п. 9.2)

Таблица 2 – Результат определения МХ ТПР (по приложению Д)

№	Наименование СИ	Заводской номер СИ	Диапазон измерений, (м ³ /ч)	Место установки СИ	Результат	Относительная погрешность ТПР, (%)
1					Годен/Негоден	

Результаты определения МХ ТПР: (положительные/отрицательные).

4.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН (п. 9.2)

Таблица 3 – Результаты измерений и вычислений

$\delta V, \%$	G	$T_V, ^\circ\text{C}$	$T_p, ^\circ\text{C}$	$\beta, 1/^\circ\text{C}$	$\Delta\rho, \text{кг/м}^3$	$\rho_{\text{min}}, \text{кг/м}^3$	$\delta_\rho, \%$	$\Delta T_V, ^\circ\text{C}$	$\Delta T_p, ^\circ\text{C}$	$\delta N, \%$	$\delta M_B, \%$

Результат вычислений относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН установленным пределам: _____ (соответствует/не соответствует)

4.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН (п. 9.3)

Таблица 4 – Результаты измерений и вычислений

$W_B, \%$	$W_{XC}, \%$	$W_{МП}, \%$	$\Delta W_B, \%$	$\Delta W_{XC}, \%$	$\Delta W_{МП}, \%$	$\delta M_H, \%$

Результат вычислений относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН установленным пределам: _____ (соответствует/не соответствует)

Дата поверки _____

 должность лица, проводившего поверку

 подпись

 Ф.И.О.