

СОГЛАСОВАНО



**Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»**

М.В. Крайнов

« 30 » 12 2022 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и показателей качества нефти
№820 на ПСП «Малая Пурга» ООО «УДС нефть»**

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0738-22 МП

**Казань
2022 г.**

РАЗРАБОТАНА

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

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Стеряков О.В.

1 Общие положения

1.1 Настоящий документ распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти №820 на ПСП «Малая Пурга» ООО «УДС нефть» (далее – СИКН) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

1.2 Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа СИКН.

1.3 Метрологические характеристики СИКН подтверждаются расчетно-экспериментальным методом в соответствии с разделом 9 настоящей методики поверки.

1.4 При определении метрологических характеристик в рамках проводимой поверки обеспечивается передача единицы массового расхода жидкости, в соответствии с государственной поверочной схемой, утвержденной приказом Росстандарта от 26.09.2022 г. № 2356, подтверждающая прослеживаемость к Государственному первичному специальному эталону ГЭТ 63-2019.

1.5 Реализован метод непосредственного сравнения результата измерения поверяемого средства измерений со значением, определенного эталоном.

1.6 Допускается проведение поверки отдельных измерительных каналов из состава СИКН для меньшего числа измеряемых величин или на меньшем числе поддиапазонов измерений в соответствии с заявлением владельца СИКН, с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведенной поверки, если это установлено методикой поверки.

1.7 В результате поверки должны быть подтверждены следующие метрологические требования, приведенные в таблице 1.1.

Т а б л и ц а 1.1

Диапазон измерений расхода, т/ч	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти, %	
от 9 до 90	±0,25 (брутто)	±0,35 (нетто)

П р и м е ч а н и е: Поверку СИКН проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа СИКН, или фактически обеспечивающимся при поверке диапазоне измерений с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведения поверки.

2 Перечень операций поверки средства измерений

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

Т а б л и ц а 2.1

Наименование операции	Номер раздела документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр средства измерений	6	Да	Да
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	7	Да	Да
Проверка программного обеспечения средства измерений	8	Да	Да

Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	9	Да	Да
Оформление результатов поверки	10	Да	Да

2.2 Поверку СИКН прекращают при получении отрицательных результатов при проведении той или иной операции.

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 При проведении поверки характеристики измеряемой среды и диапазон измерений расхода должны соответствовать описанию типа СИКН.

3.2 Также при проведении поверки СИКН соблюдают условия в соответствии с требованиями нормативных документов (НД) на поверку средств измерений (СИ), входящих в состав СИКН.

3.3 При проведении определения метрологических характеристик (МХ) измерительного канала (ИК) массы и массового расхода нефти дополнительно соблюдают следующие условия:

- определение МХ ИК проводят в условиях эксплуатации СИКН;
- изменение температуры нефти за время прохождения поршня поверочной установки (ПУ) между детекторами не должно превышать $\pm 0,2^{\circ}\text{C}$;
- отклонение расхода нефти от установленного значения не должно превышать $\pm 2,5\%$.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 Средства поверки, обеспечивающих определение МХ ИК массы и массового расхода нефти приведены в таблице 4.1.

Т а б л и ц а 4.1

Наименование пункта на методику поверки	Наименование и тип основного средства поверки; обозначение нормативного документа и МХ средства поверки	Пример возможного средства поверки
9.2 Определение метрологических характеристик ИК массы и массового расхода нефти	рабочий эталон 1-го или 2-го разряда (установки трубопоршневые (далее – ПУ)) в соответствии с ГПС (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 26.09.2022 г. № 2356	установка трубопоршневая ТПУ Сапфир М 100-4,0 (регистрационный № 78670-20)
	СИ плотности (далее – ПЛ) с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,3 \text{ кг/м}^3$	измерители плотности жидкостей вибрационные ВИП-2МР (регистрационный № 27163-09)
	СИ температуры (датчик температуры, термометр) с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,2^{\circ}\text{C}$ (цена деления термометра $0,1^{\circ}\text{C}$ в соответствии с ГОСТ 8.559)	допускается применять СИ температуры, входящие в состав ПУ или СИКН

	СИ избыточного давления (датчик давления, манометр) с пределами допускаемой приведенной погрешности не более $\pm 0,5$ % (класс точности 0,6)	допускается применять СИ давления, входящие в состав ПУ или СИКН
	комплекс измерительно-вычислительный (ИВК) с пределами допускаемой относительной погрешности преобразования входных сигналов в значения коэффициентов преобразования не более $\pm 0,05$ %	допускается применять ИВК, входящий в состав СИКН, а так же вычислители расхода, комплексы измерительно-вычислительные, контроллеры измерительные, установленные стационарно или монтируемые и применяемые только во время определения МХ ИК

П р и м е ч а н и е - Допускается использовать при поверке другие утвержденные и аттестованные эталоны единиц величин, средства измерений утвержденного типа и поверенные, удовлетворяющие метрологическим требованиям, указанным в таблице.

4.2 Метрологические и технические требования к средствам поверки, которые применяются для оценки соответствия и подтверждения соответствия метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН, приведены в методике поверки соответствующего СИ.

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

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

– «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. № 534;

– Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ;

в области пожарной безопасности:

– СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

– «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», утверждены постановлением Правительства РФ от 16.09.2020 г. № 1479;

– Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 г. № 533;

в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок:

– «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок», утв. приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 15.12.2020г. № 903н;

– 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.

5.2 При появлении течи рабочей жидкости, загазованности и других ситуаций, нарушающих процесс поверки, поверка должна быть прекращена.

5.3 К проведению поверки допускаются лица, изучившие настоящую методику поверки, руководства по эксплуатации СИКНС и прошедшие инструктаж по охране труда.

6 Внешний осмотр средства измерений

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

– комплектность СИКН должна соответствовать технической документации;

– на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;

– надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствующими технической документации.

6.2 Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, РМ пломбируют в соответствии с рисунком 1 описания типа СИКН, а остальные СИ, входящие в состав СИКН – в соответствии с МИ 3002-2006.

6.3 При проведении определения МХ ИК массы и массового расхода должно быть установлено:

– соответствие комплектности расходомера кориолисового OPTIMASS 7000 (далее – РМ) указанной в технической документации;

– отсутствие механических повреждений и дефектов покрытий РМ, препятствующих его применению;

– четкость и соответствие требованиям эксплуатационной документации надписей и обозначений.

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Подготовка к поверке проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН и НД на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

7.2 При проведении определения МХ ИК массы и массового расхода выполняют следующие подготовительные работы:

– автоматическую установку нуля РМ в соответствии с техническим описанием;

– проверку правильности монтажа СИ и РМ в соответствии с требованиями их эксплуатационных документов и руководства по эксплуатации СИКН;

– частотный выход электронного преобразователя РМ (далее – ЭП) программируют на выдачу сигнала массового расхода;

– устанавливают значение расхода из диапазона измерений РМ;

– проверяют отсутствие газа (воздуха) в ПУ, открывая краны (вентили), расположенные в высших точках. Производят один-три раза запуск поршня, удаляя после каждого запуска газ;

– проверяют герметичность системы, состоящей из РМ, ПУ и трубопроводов. При появлении течи или капель нефти через фланцевые,

резьбовые, сварные соединения и сальники в течение пяти минут определение МХ ИК прекращают;

– проверяют стабильность температуры нефти во время определения МХ ИК. Для этого запускают поршень ПУ и регистрируют температуру на линии качества, на входе и выходе ПУ после прохождения поршня ПУ. Температуру считают стабильной, если за время прохождения поршня от одного детектора до другого изменение показаний всех термометров не превышает 0,2°C.



7.3 При опробовании проверяют работоспособность СИКН в соответствии с инструкцией по эксплуатации путем просмотра отображения измеренных СИ значений на экране АРМ оператора и формирования отчета СИКН (двухчасового или сменного).

7.4 Результаты опробования считают положительными, если на экране АРМ оператора отображаются измеренные СИ значения, отчет (двухчасовой или сменный) формируется и отсутствуют аварийные сообщения о работе СИКН.

7.5 Опробование ИК проводят совместно со средствами поверки путем увеличения (уменьшения) расхода нефти в пределах рабочего диапазона измерений. Результаты опробования считают удовлетворительными, если при увеличении (уменьшении) расхода нефти соответствующим образом изменялись показания на дисплее ЭП или ИВК.

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

8.1 Проверка идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительных расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (далее – ИВК).

Информацию об идентификационных данных можно узнать, нажав на клавишу «» (информация) на лицевой панели ИВК, прокрутить список, нажав на клавишу «».

8.2 Проверка идентификационных данных ПО программного комплекса АРМ оператора «Кристалл» (далее по тексту – АРМ оператора) (основного и резервного).

Для просмотра идентификационных данных ПО АРМ оператора необходимо выполнить нижеперечисленные действия для основного и резервного АРМ оператора.

Чтобы определить идентификационные данные ПО АРМ оператора необходимо выполнить следующие процедуры: на основной мнемосхеме АРМ оператора в нижнем правом углу нажать кнопку «О программе»; далее в появившейся экранной форме нажать «Проверка HASH-сумм», после чего появится окно «Проверка HASH-сумм программного кода», в котором при нажатии на кнопки «Проверка модуля CalcOil.dll» или «Проверка модуля CalcPov.dll» откроются окна «Проверка HASH» с соответствующими идентификационными данными ПО АРМ оператора.

8.3 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКН и полученные в ходе выполнения п. 8.1 и п. 8.2 идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО СИКН ПО, зафиксированному во время проведения испытаний в целях утверждения типа, в противном случае результаты поверки признают отрицательными. Сведения о подтверждении соответствия/не соответствия ПО СИКН приводятся в протоколе поверки (Приложение А).

9 Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

9.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН.

Проверяют соответствие фактически установленных средств измерений, СИ указанным в описании типа СИКН, наличие у проверяемых СИ действующих свидетельств о поверке и/или сведений о поверке (с положительным результатом) в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений. В случае отсутствия сведений о поверке на РМ выполняют операции по п. 9.2 настоящего документа.

Сведения результатов проверки указанных СИ заносят в таблицу А.1 протокола поверки (Приложение А).

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

9.2 Определение метрологических характеристик ИК массы и массового расхода нефти.

Комплектный способ определения относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефти является предпочтительным и применяется для ИК массы и массового расхода нефти с РМ и ИВК в составе. При отсутствии необходимых эталонов или при невозможности их применения определение МХ ИК массы и массового расхода нефти проводят покомпонентным (позлементным) способом по п. 9.1.

9.2.1. МХ ИК определяют комплектом ПУ и СИ плотности, в автоматическом (при наличии ИВК в составе СИКН) или ручном (при отсутствии ИВК в составе СИКН) режимах.

9.2.1.1 МХ определяют при значениях расхода, соответствующих верхнему, среднему и нижнему пределам измерений рабочего диапазона расхода РМ. Последовательность определения МХ выбирают как от меньших значений расхода к большим, так и от больших к меньшим.

9.2.1.2 Относительную погрешность РМ δ , %, при каждом измерении определяют по формуле

$$\delta = \frac{M_p - M_s}{M_s} \cdot 100\%, \quad (1)$$

где M_s - масса нефти, измеренная комплектом ПУ и СИ плотности, значение которой определяют по формуле (2), т;

M_p - масса нефти, измеренная РМ, значение которой определяют по формуле (7), т.

Значение δ при каждом измерении не должно превышать $\pm 0,25$ %.

Если значение δ превышает $\pm 0,25$ %, по формуле (12) определяют градуировочный коэффициент, вводят его значение (с соответствующим знаком) в ЭП и повторяют процедуру определения МХ РМ.

9.2.1.3 В каждой точке расхода проводят пять измерений для рабочего и резервного РМ.

9.2.1.4 Коэффициент преобразования и градуировочный коэффициент РМ определяют по формулам (2) - (12).

9.2.1.5 Среднюю квадратичную погрешность (СКП) результата i -го единичного измерения массы РМ в точке расхода определяют по формуле (13).

9.2.1.6 СКП результата измерений массы (среднеарифметического значения) рабочего и резервного РМ в точке расхода определяют по формуле (14).

Значение S_k в каждой точке расхода не должно превышать 0,03 %.

9.2.1.7 Пределы допускаемой относительной погрешности рабочего и резервного РМ в диапазоне расхода определяют по формуле (16) при $S_k = 0,03 \%$.

9.2.1.8 При автоматическом режиме определения МХ ИК результаты измерений заносят в протокол по форме, приведенной в приложении Б. При ручном режиме определения МХ ИК результаты измерений заносят в протокол произвольной формы, допускается по форме приложения Б.

При определении МХ ИК в автоматическом режиме (при наличии ИВК в составе СИКН) МХ вычисляются ИВК по аттестованным алгоритмам с автоматическим выводом протоколов определения МХ ИК. При отсутствии в СИКН возможности дистанционного измерения некоторых величин результаты их измерений вводят в ИВК вручную.

9.2.2 Обработка результатов измерений.

9.2.2.1 Массу нефти, измеренную комплектом ПУ и СИ плотности, при каждом измерении вычисляют по формуле

$$M_3 = V_0 \cdot \rho \cdot K_{Vtp} \cdot K_p \cdot 10^{-3}, \quad (2)$$

где V_0 - вместимость калиброванного участка ПУ в нормальных условиях из свидетельства о поверке ПУ, m^3 ;

K_{Vtp} - коэффициент приведения V_0 к температуре и давлению нефти в ПУ, значение которого вычисляют по формуле

$$K_{Vtp} = [1 + 3 \cdot \alpha \cdot (t - 20)] \cdot \left[1 + \frac{0,95}{E} \cdot \frac{D}{S_T} \cdot P\right], \quad (3)$$

где K_p - коэффициент приведения плотности нефти, измеренной СИ плотности, к температуре и давлению нефти в ПУ, значение которого вычисляют по формуле

$$K_p = [1 + \beta \cdot (t_p - t)] \cdot [1 + \gamma \cdot (P - P_p)], \quad (4)$$

где α - коэффициент линейного расширения материала стенок калиброванного участка ПУ, значение которого приведено в паспорте ПУ, $1/^\circ C$;

E - модуль упругости материала стенок калиброванного участка ПУ, значение которого приведено в паспорте ПУ, МПа;

D - внутренний диаметр калиброванного участка ПУ, значение которого приведено в свидетельстве о поверке ПУ, мм;

S_T - толщина стенок ПУ, значение которой приведено в свидетельстве о поверке ПУ, мм;

t - температура нефти в ПУ при каждом измерении, $^\circ C$, значение которой вычисляют по формуле

$$t = \frac{t_{вх} + t_{вых}}{2}, \quad (5)$$

где $t_{вх}, t_{вых}$ - температура нефти на входе и выходе ПУ при каждом измерении массы, соответственно, $^\circ C$;

P - избыточное давление нефти в ПУ при каждом измерении массы, МПа, значение которого вычисляют по формуле

$$P = \frac{P_{вх} + P_{вых}}{2}, \quad (6)$$

где $P_{вх}, P_{вых}$ - избыточное давление нефти на входе и выходе ПУ при каждом измерении массы, соответственно, МПа;

t_p - температура нефти у СИ плотности при каждом измерении массы, $^\circ C$;

P_p - избыточное давление нефти у СИ плотности при каждом измерении массы, МПа;

β - коэффициент объемного расширения нефти при каждом измерении массы, $1/^\circ C$;

γ - коэффициент сжимаемости нефти при каждом измерении массы, 1/МПа;

ρ - плотность нефти при каждом измерении массы, кг/м³.

9.2.2.2 Массу нефти, измеренную РМ за время прохождения поршня ПУ между детекторами, при каждом измерении вычисляют по формуле

$$M_p = \frac{N}{K_n}, \quad (7)$$

где N - число импульсов, поступивших с ЭП на ИВК или счетчик за время прохождения поршня ПУ между детекторами, имп;

K_n - коэффициент преобразования РМ, имп/т, вычисляют по формуле

$$K_n = \frac{3600 \cdot f}{Q_{\max}}, \quad (8)$$

где Q_{\max} - максимальное значение расхода нефти в соответствии с техническим описанием РМ, т/ч;

f - частота выходного сигнала РМ, соответствующая Q_{\max} , Гц.

9.2.2.3 Фактор коррекции для расходомеров кориолисовых OPTIMASS 7000 непосредственно изменить нельзя. Поэтому в пункте меню прибора "5.1.21 METER CORR" к нему вводится поправка в %, ее значение с соответствующим знаком для каждого измерения расхода может быть вычислено по формуле

$$K'_r = K_s \pm K_n, \quad (9)$$

где K_s - старое значение поправки к фактору коррекции прибора РМ % в пункте меню РМ "5.1.21 METER CORR". Новый прибор имеет значение этого фактора, равное 0,00 %;

K_n - новое значение поправки к фактору коррекции, определяемое с соответствующим знаком в % по формуле

$$K_n = \pm \frac{M_s - M_p}{M_p} \cdot 100. \quad (10)$$

9.2.2.3.1 Среднее значение поправки к фактору коррекции РМ %, взятое с соответствующим знаком, в j -ой точке измерения расхода, вычисляют по формуле

$$K'_{rj} = \pm \frac{\sum_{i=1}^n \pm K'_{rij}}{n}, \quad (11)$$

где K'_{rij} - поправка к фактору коррекции РМ в % при i -м измерении в j -ой точке с соответствующим знаком, определяемая по формуле (9).

$i = 1 \div n$ — количество измерений в j -ой точке измерения расхода.

$j = 1 \div m$ — число контрольных точек измерения расхода.

9.2.2.3.2 Поправку к фактору коррекции РМ для всего диапазона измерения расхода с соответствующим знаком вычисляют по формуле

$$K''_r = \pm \frac{\sum_{j=1}^m \pm K'_{rj}}{m}. \quad (12)$$

9.2.2.4 Среднеквадратичное отклонение (СКО) результата каждого i -го измерения массы рабочего и резервного РМ в j -ой точке расхода определяют по формуле

$$S_j = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (K'_{rij} - K'_{rj})^2}{n-1}}. \quad (13)$$

Проверяют выполнение условия п. 9.2.1.6.

9.2.2.5 СКО среднего значения результатов измерений в j-ой точке диапазона измерений массового расхода рабочего и резервного РМ определяют по формуле

$$S_{kj} = \frac{S_j}{\sqrt{n}}. \quad (14)$$

9.2.2.6 Границы неисключенной систематической погрешности (НСП) рабочего и резервного РМ в диапазоне расхода при определении МХ ИК комплектом ПУ и СИ плотности вычисляют по формуле

$$\theta_P = 11 \cdot \sqrt{\theta_{\Sigma 0}^2 + \theta_{V0}^2 + \theta_p^2 + 2 \cdot \theta_t^2 + \theta_{ИВК}^2 + \theta_{C0}^2 + \theta_{Kmax}^2}, \quad (15)$$

где $\theta_{\Sigma 0}$ - граница НСП ПУ, %;

θ_{V0} - граница НСП определения среднего значения вместимости ПУ, %;

θ_p - относительная погрешность измерения плотности нефти, %, значение которой вычисляют по формуле

$$\theta_p = \delta_p = \frac{\Delta_p}{\rho_{min}} \cdot 100, \quad (15.1)$$

где Δ_p - абсолютная погрешность СИ плотности, кг/м³;

ρ_{min} - минимальная плотность нефти из значений, полученных при измерениях массы, кг/м³;

θ_t - относительная погрешность измерений температуры нефти, %, значение которой вычисляют по формуле

$$\theta_t = \beta_{max} \cdot \Delta t \cdot 100, \quad (15.2)$$

где β_{max} - максимальное для рабочих условий измерений значение коэффициента объемного расширения нефти, 1/°C;

Δt - абсолютная погрешность СИ температуры, °C;

$\theta_{ИВК}$ - относительная погрешность преобразования входных сигналов ИВК в значение коэффициента преобразования РМ или относительная погрешность счетчика (при $N \geq 10000$ принимается равной 0,01), %;

θ_{C0} - относительная погрешность от нестабильности нуля РМ, %, значение которой вычисляют по формуле

$$\theta_{C0} = \frac{Z}{Q} \cdot 100, \quad (15.3)$$

где Z - стабильность нуля РМ, кг/ч (из паспорта РМ);

Q - среднее из рабочего диапазона РМ значение расхода, т/ч;

θ_{Kmax} - максимальное значение относительной погрешности РМ за счет усреднения коэффициента преобразования, %, значение которой вычисляют по формуле

$$\theta_{Kmax} = \left| \frac{K'_{Г} - K'_{г}}{K'_{г}} \right|_{max}. \quad (15.4)$$

9.2.2.7 Границу случайной погрешности РМ при доверительной вероятности $P=0,95$ определяют по формуле

$$\varepsilon_{pj} = \theta_p + t_{0.95} \cdot S_{kj}, \quad (16)$$

где $t_{0.95}$ - квантиль Стьюдента для доверительной вероятности $P=0,95$ и числа измерений n .

9.2.2.8 Пределы допускаемой относительной погрешности рабочего РМ в диапазоне расхода определяют по формуле

$$\delta_p = \max(\varepsilon_{pj}). \quad (17)$$

Значение δ_p не должно превышать $\pm 0,25$ %.

Примечания:

1. Значения V_0 , $\theta_{\Sigma 0}$, θ_{V0} приведены в свидетельстве о поверке ПУ.
2. Значения α , E , D , S_T приведены в паспорте ПУ.
3. Значения β и γ определяют в соответствии с Р 50.2.075-2010.
4. Значения K , S , θ , δ вычисляют до третьего знака после запятой, значение M – до шестого знака, окончательное значение K и значение δ округляют до второго знака. Расчет погрешности осуществляют после округления значений K .
5. При $n=5$ $t_{0.95}=2,776$.

9.3 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН.

9.3.1 Относительную погрешность измерений массы брутто нефти СИКН δm_δ , %, при прямом методе динамических измерений в соответствии с ГОСТ 8.587-2019 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений», принимают равной максимальному значению относительной погрешности преобразователей расхода, входящих в состав СИКН.

Относительная погрешность преобразователей расхода на рабочей и резервной измерительных линиях (ИЛ) не должна превышать $\pm 0,25$ %.

9.3.2 Значения относительной погрешности измерений массы брутто нефти не должны превышать $\pm 0,25$ %.

9.4 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти.

9.4.1 Относительную погрешности измерений массы нетто нефти вычисляют по формуле

$$\delta m_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{m_\delta^2 + \frac{\Delta W_{M.B}^2 + \Delta W_{M.П}^2 + \Delta W_{X.C}^2}{\left(1 - \frac{W_{M.B} + W_{M.П} + W_{X.C}}{100}\right)^2}}, \quad (18)$$

где m_δ - относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;
 $\Delta W_{M.B}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$\Delta W_{M.B} = \pm \frac{\sqrt{R_{M.B}^2 - 0,5 \cdot r_{M.B}^2}}{\sqrt{2}} \quad (19)$$

где $R_{M.B}$ - воспроизводимость метода измерений массовой доли воды в нефти в соответствии с ГОСТ 2477-2014, %;

$r_{M.B}$ - сходимости метода измерений массовой доли воды в нефти в соответствии с ГОСТ 2477-2014, %;

$\Delta W_{M.П}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$\Delta W_{M.П} = \pm \frac{\sqrt{R_{M.П}^2 - 0,5 \cdot r_{M.П}^2}}{\sqrt{2}} \quad (20)$$

где $r_{M.П}$ - сходимости метода измерений массовой доли механических примесей в нефти в соответствии с ГОСТ 6370-83, %;

$\Delta W_{X.C}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$\Delta W_{X.C} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{(2 \cdot r_{X.C})^2 - 0,5 \cdot r_{X.C}^2}}{\rho_i \cdot \sqrt{2}} \quad (21)$$

где $\gamma_{х.с}$ - сходимость метода измерений массовой доли хлористых солей в нефти в соответствии с ГОСТ 21534-2021, мг/дм³.

9.4.2 Значения относительной погрешности измерений массы нетто нефти не должны превышать $\pm 0,35$ %.

10 Оформление результатов поверки

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

10.2 Сведения о результатах поверки СИКН направляют 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.

10.3 При положительных результатах поверки по заявлению владельца СИКН оформляется свидетельство о поверке. На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН указывают:

- наименование измеряемой среды;
- значения относительной погрешности измерений массы брутто нефти и массы нетто нефти.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

10.4 Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, РМ пломбируют в соответствии с рисунком 1 описания типа СИКН, а остальные СИ, входящие в состав СИКН – в соответствии с МИ 3002-2006.

Клеймо поверителя наносится на пломбу, установленную на контрольной проволоке, пропущенной через отверстия шпильки, расположенной на одном из фланцев, и на пломбу, установленную на контрольной проволоке, охватывающей корпус преобразователя через пазы в торцевых крышках.

10.5 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают и выписывают извещение о непригодности к применению.

Приложение А
(рекомендуемое)

ПРОТОКОЛ № _____

поверки системы измерений количества и показателей качества нефти
№820 на ПСП «Малая Пурга» ООО «УДС нефть»
номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства
измерений _____

Диапазон измерений: _____

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений:

- массы брутто нефти, %, не более _____

- массы нетто нефти, %, не более _____

Заводской номер: _____

Принадлежит: _____ ИНН: _____

Место проведения поверки: _____

Поверка выполнена с применением эталонов:

_____ регистрационный № _____

Методика поверки: _____

Условия проведения поверки: _____

Результаты поверки:

1. Внешний осмотр (раздел 6 МП) _____
(соответствует/не соответствует)

2. Опробование (раздел 7 МП) _____
(соответствует/не соответствует)

3. Подтверждение соответствия ПО (раздел 8 МП) _____
(соответствует/не соответствует)

4. Проверка сведений о поверке СИ, входящих в состав СИКН (п. 9.1 МП)

Таблица А.1 - Сведения о поверке СИ, входящих в состав СИКН

Средство измерения	Регистрационный №	Заводской №	Сведения о поверке

5 Определение метрологических характеристик ИК массы и массового расхода нефти (п. 9.2 МП)

6 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти (п. 9.3 МП)

7 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти (п. 9.4 МП)

Заключение: система измерений количества и показателей качества нефти №820 на ПСП «Малая Пурга» ООО «УДС нефть» _____ к дальнейшей эксплуатации
пригодна/не пригодна

Должность лица проводившего поверку: _____
(подпись) (инициалы, фамилия)

Дата поверки: «_____» _____ 20__ г.

Приложение Б
(рекомендуемое)

Протокол определения МХ ИК массы и массового расхода

Место проведения определения МХ ИК _____

Заводской № РМ _____

Тип электронного преобразователя _____

Средства определения МХ ИК: тип ПУ _____

тип ИВК _____

тип СИ плотности _____

датчики температуры или термометры _____

датчики давления или манометры. _____

$\delta_{\text{пу}} = \text{---} \%$

$\delta_{\text{ивк}} = \text{---} \%$

$\Delta \rho = \text{---} \text{кг/м}^3$

$\Delta t = \text{---} ^\circ\text{C}$

Среда _____

Условия проведения определения МХ ИК _____

Минимальное значение плотности нефти _____

Максимальное значение коэффициента объемного расширения нефти: _____

Таблица Б.1 Исходные данные

V_0 , м ³	D, мм	S, мм	E, МПа	α , 1/ ⁰ C	β , 1/ ⁰ C	γ , 1/МПа	$\theta_{\Sigma 0}$, %	θ_t , %	θ_{V_0} , %	$t_{0,95}$	Kс, %	Kп, имп/т	Z, кг/ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Таблица Б.2 Результаты измерений

№ измерения	Q, т/ч	ПУ		ПЛ		ρ , кг/м ³	N, имп	$K_{\text{втр}}$	K_p	Mэ, т	Mр, т	$K'_Г$, %	$K'_{Г'}$, %
		t, ⁰ C	P, МПа	t _p , ⁰ C	P _p , МПа								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Таблица Б.3 Результаты определения МХ ИК

№ точки расхода	Q, т/ч	$K'_{Г}$, %	S _{кп} , %	θ_{C_0} , %	$\theta_{K_{\text{max}}}$, %	θ_p , %	δ_p , %
1	2	3	4	5	6	7	8

Заключение: _____

Примечание: _____

Дата проведения определения МХ ИК: _____

Лицо проводившее определение МХ ИК: _____