

1 Общие положения

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти Береговых сооружений для приема нефти, поступающей с морских месторождений Северного Каспия (далее – СИКН), заводской № 137 и устанавливает методику первичной поверки и периодической поверки.

1.2 При определении метрологических характеристик СИКН в рамках проводимой поверки обеспечивается передача единицы массового расхода жидкости и единицы массы жидкости в потоке в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденной Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 года № 2356, подтверждающая прослеживаемость к Государственному первичному специальному эталону единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63-2025.

1.3 Для СИКН (кроме измерительных каналов (далее – ИК) массового расхода и массы нефти) установлен поэлементный способ поверки. Метрологические характеристики средств измерений (далее – СИ), входящих в состав ИК температуры нефти в БИЛ и БИК, избыточного давления нефти в БИЛ и БИК, ИК плотности нефти в БИК, ИК объемного расхода нефти в БИК, ИК объемной доли воды в нефти в БИК, подтверждаются сведениями о результатах поверки в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ). Метрологические характеристики СИКН определяются расчетным методом. Метрологические характеристики в части ИК массового расхода и массы нефти подтверждаются комплектным способом методом сличения при помощи компаратора.

1.4 Если очередной срок поверки СИ, входящих в состав СИКН (кроме СРМ), наступает до очередного срока поверки СИКН, то поверяется только это СИ, а поверка всей СИКН не проводится. После поверки СИ, и восстановления ИК, выполняется проверка работоспособности ИК в той его части и в том объеме, который необходим для того, чтобы убедиться, что действия, связанные с поверкой СИ, не нарушили функционирование ИК в СИКН.

1.5 Методикой поверки предусмотрена возможность проведения поверки отдельных ИК.

1.6 В результате поверки должны быть подтверждены метрологические характеристики, приведенные в Приложении А.

2 Перечень операций поверки средства измерений

При проведении поверки должны быть выполнены операции, представленные в таблице

1.

Таблица 1 – Перечень операций поверки

Наименование операции поверки	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер раздела (пункта) методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	при первичной поверке	при 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	7.1
Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия средства измерений	Да	Да	9

Наименование операции поверки	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер раздела (пункта) методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	при первичной поверке	при периодической поверке	
метрологическим требованиям			

3 Требования к условиям проведения поверки средства измерений

3.1 При проведении поверки должны соблюдаться следующие условия:

- температура окружающего воздуха на открытой площадке БИЛ, от минус 34 °С до плюс 45 °С;
- температура окружающего воздуха в блоке технологическом, от плюс 5 °С до плюс 35 °С;
- температура окружающего воздуха в блоке аппаратном от плюс 15 °С до плюс 35 °С.

3.2 При проведении поверки соблюдают требования безопасности, производственной санитарии и охраны окружающей среды, действующие на объекте, а также требования безопасности, приведенные в эксплуатационных документах используемых эталонов и СИ.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 При проведении поверки СИКН применяют средства поверки, указанные в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень средств поверки

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
Основные средства поверки		
6 – 9	Средство измерений температуры окружающей среды: диапазон измерений от 5 до 36 °С, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений $\pm 0,5$ °С	Измеритель температуры и относительной влажности воздуха ИВТМ-7М-Д, рег. № 71394-18
	Средство измерений относительной влажности окружающей среды: диапазон измерений от 30 до 80 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений ± 5 %	
	Средство измерений атмосферного давления: диапазон измерений от 84,0 до 106,7 кПа, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений атмосферного давления $\pm 0,5$ кПа	
7	Средство воспроизведения силы постоянного тока: диапазон воспроизведения силы постоянного тока от 0 до 25 мА, пределы допускаемой абсолютной погрешности $+(0,0001 X + 1 \text{ мкА})$	Калибратор многофункциональный и коммуникатор ВЕАМЕХ МС6 (-R) рег. № 52489-13 в ФИФОЕИ (далее - калибратор)

	Средство воспроизведения частотных сигналов: диапазон воспроизведения частотных сигналов от 0 до 10000 Гц	
9	Рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с Государственной поверочной схемой частью 2, утвержденной приказом Росстандарта от 26.09.2022 № 2356	Установка поверочная СР-М, рег.№ 27778-09 в ФИФОЕИ
Примечание – Допускается использовать при поверке другие утвержденные и аттестованные эталоны единиц величин, средства измерений утвержденного типа и поверенные, обеспечивающие требуемую точность передачи единиц величин поверяемому средству измерений.		

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

5.1 При проведении поверки должны соблюдаться требования правил безопасности при эксплуатации средств поверки и СИКН, приведенных в их эксплуатационных документах, и инструкций по охране труда, действующих на объекте.

5.2 К проведению поверки допускаются лица, изучившие настоящую методику поверки, технологическую инструкцию СИКН и средств поверки и прошедшие инструктаж по охране труда и имеющие допуск по электробезопасности.

6 Внешний осмотр средства измерений

6.1 При проведении внешнего осмотра СИКН устанавливают:

- соответствие заводского номера на маркировочной табличке СИКН данным, указанным в паспорте и описании типа;
- соответствие комплектности СИКН паспорту и описанию типа;
- наличие и целостность пломб для средств измерений, входящих в состав СИКН, для которых предусмотрено пломбирование в соответствии с описаниями типа на данные средства измерений, технической документацией и эксплуатационными документами СИКН;
- отсутствие механических повреждений СИКН, препятствующих ее применению;
- четкость надписей и обозначений на маркировочных табличках СИКН и средств измерений, входящих в состав СИКН.

6.2 Результаты поверки по пункту 6 считают положительными, если:

- состав средств измерений и комплектность СИКН соответствуют описанию типа и паспорту СИКН;
- на средствах измерений, входящих в состав СИКН, для которых предусмотрено пломбирование в соответствии с описаниями типа на данные средства измерений, технической документацией и эксплуатационными документами СИКН, имеются пломбы в соответствии с описаниями типа;
- отсутствуют механические повреждения СИКН, препятствующие ее применению;
- надписи и обозначения четкие и хорошо читаемые.

6.3 В случае невыполнения условий по пункту 6.2 результаты поверки считают отрицательными.

6.4 При получении отрицательных результатов по пункту 6 поверку СИКН прекращают.

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Контроль условий поверки

7.1.1 СИКН и средства поверки выдерживают при условиях, указанных в разделе 3, не менее трех часов, если они находились в условиях, отличных от указанных в разделе 3.

7.1.2 Средства поверки и СИКН подготавливают к работе в соответствии с их эксплуатационными документами.

7.2 Опробование

7.2.1 Средства поверки и СИКН устанавливают в рабочее положение с соблюдением указаний эксплуатационной документации.

7.3 При опробовании СИКН выполняют следующие операции:

- проверяют отсутствие ошибок связи с СРМ, средствами измерений избыточного давления и температуры, преобразователем плотности и влагомером;

- проверяют соответствие параметров нефти, измеряемых СИКН, данным, отраженным в описании типа СИКН.

- проверяют параметры конфигурации СИКН (значения констант, коэффициентов, пределов измерений и уставок, введенных в память контроллеров измерительных FloBoss S600+ (далее – ИВК) на соответствие данным, зафиксированным в эксплуатационных документах и протоколах поверки на СИ и СИКН;

- проверяют прохождение сигналов калибратора, имитирующих входные сигналы СОИ.

7.4 Результаты подготовки к поверке и опробования СИКН считают положительными, если:

- на дисплее ИВК отсутствуют сообщения об ошибках связи с СРМ, средствами измерений избыточного давления и температуры;

- параметры нефти, измеряемых СИКН, соответствуют данным, отраженным в описании типа СИКН;

- параметры конфигурации СИКН (значения констант, коэффициентов, пределов измерений и уставок, введенных в память контроллеров измерительных FloBoss S600+ (далее – ИВК) соответствуют данным, зафиксированным в эксплуатационных документах и протоколах поверки на СИ и СИКН;

- при увеличении и уменьшении значения входного сигнала с помощью калибратора соответствующим образом изменяются значения измеряемой величины на дисплее автоматизированного рабочего места (далее – АРМ) оператора СИКН.

7.5 В случае невыполнения условия по пункту 7.4 результаты поверки считают отрицательными.

7.6 При получении отрицательных результатов по пункту 7 поверку СИКН прекращают.

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

8.1 Проверку идентификационных данных ПО для каждого ИВК проводят в следующем порядке:

- с помощью кнопок, расположенных на лицевой панели ИВК, переходят в раздел меню «SYSTEM SETTINGS → SOFTWARE VERSION»;

- путем перелистывания с помощью кнопок управления находят раздел «VERSION CONTROL APPLICATION SW», в котором отображается номер версии ПО в формате 06.13/XX XXXXXX;

- фиксируют номер версии по информации, приведенной до знака «/»;

- путем перелистывания с помощью кнопок управления находят раздел «VERSION CONTROL FILE CSUM», в котором отображается цифровой идентификатор ПО;

- фиксируют четырехзначный цифровой идентификатор по информации, приведенной в поле «SW:».

8.2 Просмотр идентификационных данных ПО АРМ оператора «Форвард МХ» выполняют в следующей последовательности:

- в окне «Поверка и КМХ СРМ с помощью КП, ПП и ПР» переходят во вкладку «Информация о программе», находящуюся в левом верхнем углу окна;

- в диалоговом окне «О программе» открывают пункт меню «Получить сведения по библиотеке»;

- записывают номер версии ПО и контрольную сумму.

8.3 Фиксируют идентификационные данные программного обеспечения (далее – ПО) и сравнивают их с соответствующими идентификационными данными, указанными в разделе

«Программное обеспечение» описания типа СИКН.

8.4 Результаты поверки по пункту 8.1 считают положительными, если идентификационные данные ПО СИКН соответствуют указанным в описании типа СИКН.

8.5 В случае невыполнения условия по пункту 8.4 результаты поверки считают отрицательными.

8.6 При получении отрицательных результатов по пункту 8 поверку СИКН прекращают.

9 Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

9.1 Определение погрешности ИК температуры нефти в БИЛ и БИК, избыточного давления нефти в БИЛ и БИК, ИК плотности нефти в БИК, ИК объемного расхода нефти в БИК, ИК объемной доли воды в нефти в БИК

9.1.1 Проверяют информацию о результатах поверки средств измерений, входящих в состав ИК температуры нефти в БИЛ и БИК, избыточного давления нефти в БИЛ и БИК, ИК плотности нефти в БИК, ИК объемного расхода нефти в БИК, ИК объемной доли воды в нефти в БИК, в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

9.2 Определение относительной погрешности ИК массового расхода и массы нефти

9.2.1 Определение относительной погрешности ИК массового расхода и массы нефти выполняют на месте эксплуатации в порядке, установленном МИ 3288–2010 «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки комплектом компакт-прувера, преобразователя объемного расхода и поточного преобразователя плотности» (в редакции с учетом Изменения № 1).

9.2.2 Полученные результаты оформляют в соответствии с МИ 3288.

9.3 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

9.3.1 В соответствии с ГОСТ 8.587 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений» при прямом методе динамических измерений относительную погрешность СИКН при измерении массы брутто нефти принимают равной относительной погрешности ИК массового расхода и массы нефти.

9.3.2 Определение диапазона измерений массового расхода СИКН проводят путем анализа результатов определения относительной погрешности ИК массового расхода и массы нефти.

9.3.3 За минимальное значение диапазона измерений массового расхода СИКН принимают наименьшее из значений массового расхода полученное по пункту 9.2 или значение минимального расхода, указанного в описании типа СИКН, если оно больше.

9.3.4 За максимальное значение диапазона измерений массового расхода СИКН принимают сумму значений массовых расходов, полученных по пункту 9.2 или значение максимального расхода, указанного в описании типа СИКН, если оно меньше.

9.4 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

9.4.1 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти δM_n , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{(\delta M_6)^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{xc}^2 + \Delta W_{мп}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{xc} + W_{мп}}{100}\right)^2}}, \quad (2)$$

где ΔW_B – абсолютная погрешность определения массовой доли воды в нефти, %;
 ΔW_{xc} – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей в нефти, %;
 $\Delta W_{мп}$ – абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей в нефти, %;
 δM_6 – пределы допускаемой относительной погрешности ИК массового расхода и массы нефти.

9.4.2 Абсолютная погрешность определения массовой доли воды в нефти по результатам

измерений объемной доли воды в нефти с применением влагомера ΔW_B , %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_B = \pm \frac{\Delta \varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_{BH}}, \quad (3)$$

где $\Delta \varphi_B$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в нефти с применением поточного влагомера, %.

9.4.3 Абсолютную погрешность определения объемной доли воды в нефти с применением поточного влагомера $\Delta \varphi_B$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta \varphi_B = \pm \sqrt{\Delta \varphi_{вл}^2 + \left(\gamma \varphi_{ИВК} \cdot \frac{\varphi_{вmax} - \varphi_{вmin}}{100} \right)^2}, \quad (4)$$

где $\Delta \varphi_{вл}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений влагомера, %;
 $\gamma \varphi_{ИВК}$ – пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности ИВК при измерении силы постоянного тока входных каналов аналоговых сигналов, %;
 $\varphi_{вmax}$ – верхний предел измерений объемной доли воды в нефти, %;
 $\varphi_{вmin}$ – нижний предел измерений объемной доли воды в нефти, %.

9.4.4 Абсолютную погрешность определения массовой доли воды в нефти ΔW_B , %, при определении массовой доли воды в лаборатории по ГОСТ 2477 вычисляют по формуле

$$\Delta W_B = \pm \frac{\sqrt{R_B^2 - 0,5 \cdot r_B^2}}{\sqrt{2}}, \quad (5)$$

где R_B – воспроизводимость метода измерений массовой доли воды по ГОСТ 2477, %;
 r_B – сходимость метода измерений массовой доли воды по ГОСТ 2477, %.

9.4.5 Абсолютную погрешность определения массовой доли хлористых солей в нефти ΔW_{xc} , %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{xc} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{xc}^2 - 0,5 \cdot r_{xc}^2}}{\rho_{HV} \cdot \sqrt{2}}, \quad (6)$$

где R_{xc} – воспроизводимость метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534, мг/дм³;
 r_{xc} – сходимость метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534, мг/дм³.

9.4.6 Абсолютную погрешность определения массовой доли механических примесей в нефти $\Delta W_{мп}$, %, вычисляют по формуле

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

где $R_{мп}$ – воспроизводимость метода определения массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370, выраженная в массовых долях, %;
 $r_{мп}$ – сходимость метода определения массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370, выраженная в массовых долях, %.

9.5 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

9.5.1 СИКН соответствует метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, и результаты поверки СИКН считают положительными, если:

- средства измерений, входящие в состав ИК температуры нефти в БИЛ и БИК, избыточного давления нефти в БИЛ и БИК, ИК плотности нефти в БИК, ИК объемного расхода нефти в БИК, ИК объемной доли воды в нефти в БИК, поверены в соответствии с порядком, утвержденным законодательством Российской Федерации в области обеспечения единства

измерений, и допущены к применению;

- относительная погрешность ИК массового расхода и массы нефти не выходит за пределы $\pm 0,25$ %;

- относительная погрешность измерений массы брутто нефти не выходит за пределы, указанные в приложении А настоящей методики.

- относительная погрешность измерений массы нетто нефти не выходит за пределы, указанные в приложении А настоящей методики.

10 Оформление результатов поверки средства измерений

10.1 Результаты поверки заносят в протокол поверки (рекомендуемая форма протокола поверки приведена в приложении Б).

10.2 При положительных результатах поверки СИКН признается пригодной к применению. Сведения о положительных результатах поверки передаются в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. По заявлению владельца средства измерений или лица, представившего его на поверку, выдается свидетельство о поверке, на которое наносится знак поверки.

10.3 При отрицательных результатах поверки СИКН признается непригодной к применению. Сведения об отрицательных результатах поверки передаются в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. По заявлению владельца средства измерений или лица, представившего его на поверку, выдается извещение о непригодности.

10.4 По заявлению владельца СИКН или лица, представившего ее на поверку, при положительных результатах поверки выдается свидетельство о поверке СИКН, при отрицательных результатах поверки – извещение о непригодности к применению СИКН. На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН, в протоколе поверки и в ФИФОЕИ указывают новые значения коэффициентов преобразования СРМ в точках рабочего диапазона измерений массового расхода ($K_{\text{пм } j}$). А также эти значения в обязательном порядке заносят в память ИВК.

10.5 При положительных результатах поверки проводят пломбирование СРМ в соответствии с рисунком 1 описания типа СИКН.

10.6 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и пломбы, приведенные на рисунке 1 описания типа СИКН.

Ведущий инженер по метрологии



И.Р. Гатиятуллин

**Приложение А
(обязательное)**

Метрологические характеристики СИКН

Таблица А.1 – Метрологические характеристики ИК системы

Наименование	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности
ИК массового расхода и массы нефти в БИЛ	от 180 до 600 т/ч	$\pm 0,25$ % (относительная)
ИК температуры нефти в БИЛ	от 0 до +35,0 °С	$\pm 0,3$ °С (абсолютная)
ИК избыточного давления нефти в БИЛ	от 0 до 1,6 МПа	$\pm 0,5$ % (приведенная к диапазону измерений)
ИК температуры нефти в БИК	от 0 до +35,0 °С	$\pm 0,3$ °С (абсолютная)
ИК избыточного давления нефти БИК	от 0 до 1,6 МПа	$\pm 0,5$ % (приведенная к диапазону измерений)
ИК плотности нефти в БИК	от 780 до 840 кг/м ³	$\pm 0,3$ кг/м ³ (абсолютная)
ИК объемной доли воды в нефти	от 0 до 4 %	$\pm 0,10$ % (абсолютная)
ИК объемного расхода нефти в БИК	от 0 до 10 м ³ /ч	± 5 % (относительная)
Примечание – Допускается отклонение до 10 % диапазона измерений при определении МХ ИК массового расхода и массы нефти.		

Таблица А.2 – Метрологические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефти, т/ч	от 180 до 1200
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	$\pm 0,35$

**Приложение В
(рекомендуемое)**

Форма протокола поверки СИКН

ПРОТОКОЛ

поверки системы измерений количества и показателей качества нефти Береговых сооружений для приема нефти, поступающей с морских месторождений Северного Каспия

Дата __. __. 20__ г.

Место проведения поверки: ООО "Лукойл-Нижневожск нефть Калмыкия" Береговые сооружения для приема нефти, поступающей с морских месторождений Северного Каспия

Наименование поверяемого средства измерений: Система измерений количества и показателей качества нефти Береговых сооружений для приема нефти, поступающей с морских месторождений Северного Каспия

Заводской номер поверяемого средства измерений: 137

Наименование эталонов и вспомогательных средств (с указанием заводского номера и свидетельства о поверке):

Поверка проведена в соответствии с документом: МП-1044-2025 «Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерений количества и показателей качества нефти Береговых сооружений для приема нефти, поступающей с морских месторождений Северного Каспия. Методика поверки»

Проведение поверки:

1. Внешний осмотр средства измерений: *соответствует (не соответствует) требованиям пункта 6 методики поверки.*

2. Опробование: *соответствует (не соответствует) требованиям пункта 7.2 методики поверки.*

3. Проверка программного обеспечения: *соответствует (не соответствует) требованиям пункта 8 методики поверки.*

4. Определение погрешности ИК температуры нефти в БИЛ и БИК, избыточного давления нефти в БИЛ и БИК, ИК плотности нефти в БИК, ИК объемного расхода нефти в БИК, ИК объемной доли воды в нефти в БИК

Наименование СИ	Рег. №	Зав. №	Номер записи сведений о поверке в ФИФОЕИ	СИ пригодно к применению (да/нет)
БИЛ				
БИК				

5. Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти: *соответствует (не соответствует) требованиям пункта 9.3 методики поверки.*

6. Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

Наименование	Обозначение	Значение
Абсолютная погрешность измерений поточного влагомера, %	$\Delta\varphi_{\text{вл}}$	
Абсолютная погрешность ИВК при измерении силы постоянного тока, %	$\Delta\varphi_{\text{ИВК}}$	
Верхний предел измерений объемной доли воды в нефти, %	$\varphi_{\text{вmax}}$	
Нижний предел измерений объемной доли воды в нефти, %	$\varphi_{\text{вmin}}$	
Плотность воды, приведенная к условиям измерений объемной доли воды в нефти, кг/м ³	$\rho_{\text{в}}$	
Плотность нефти при условиях измерений объемной доли воды в нефти, кг/м ³	$\rho_{\text{вн}}$	
Массовая доля воды в нефти, %	$W_{\text{в}}$	
Воспроизводимость метода измерений массовой доли воды по ГОСТ 2477, %	$R_{\text{в}}$	
Сходимость метода измерений массовой доли воды по ГОСТ 2477, %	$r_{\text{в}}$	
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³	$\varphi_{\text{хс}}$	
Воспроизводимость метода измерений массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534, мг/дм ³	$R_{\text{хс}}$	
Сходимость метода измерений массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534, мг/дм ³	$r_{\text{хс}}$	
Плотность нефти, измеренная при температуре и давлении нефти в поточном плотномере, кг/м ³	$\rho_{\text{изм}}$	
Массовая доля механических примесей в нефти, %	$W_{\text{мп}}$	
Воспроизводимость метода измерений массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370, %	$R_{\text{мп}}$	
Сходимость метода измерений массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370, %	$r_{\text{мп}}$	

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти соответствует (не соответствует) требованиям пункта 9.4 методики поверки.

7. Определение относительной погрешности ИК массового расхода и массы нефти по МИ 3288-2010

Место проведения поверки: ООО «Лукойл-Нижневожскнефть Калмыкия» Береговые сооружения для приема нефти, поступающей с морских месторождений Северного Каспия
 СРМ: Датчик: Тип _____ Зав.№ _____ ИЛ № _____ Преобразователь: Тип _____ Зав.№ _____
 КП: Тип _____ Зав.№ _____
 ПП: Тип _____ Зав.№ _____
 ПР: Тип _____ Зав.№ _____
 ИВК: Тип _____ Зав.№ _____

Рабочая жидкость: нефть по ГОСТ Р 51858

Таблица 1 – Исходные данные

V_0 , м ³	D, мм	S, мм	E, МПа	$\alpha_{к1}$, 1/°C	$\alpha_{д}$, 1/°C	$\Theta_{\Sigma 0}$, %	Θ_{V_0} , %	$\Delta t_{пу}$, °C	$\Delta t_{пп}$, °C	$\Delta \rho_{пп}$, кг/м ³	$\Delta t_{пр}$, °C	$\delta_{пр}$, %	$\delta_{ивк\ пу}$, %	$\delta_{ивк\ пр}$, %	$K_{ГВМ}$, ИМП/Т	$MF_{уст}$ ($K_{Муст}$)	$Q_{Мmax}$, т/ч	K_0	K_1

Окончание таблицы 1

ZS, т/ч	$\delta_{доп}$, %/°C	$Q_{ном}$, т/ч	$t_{мин}$, °C	t_{max} , °C	$\delta_{р\ доп}$, %/0,1МПа	$P_{мин}$, МПа	P_{max} , МПа

Таблица 2 – Определение коэффициентов преобразования ПР (соответствует Таблице 2 приложения В МИ 3288-2010)

№ точки / № измер.	Q_{ji} , м ³ /ч	T_{ji} , с	$t_{пуji}$, °C	$P_{пуji}$, МПа	$t_{дji}$, °C	CTS_{ji}	CPS_{ji}	$CTL_{пуji}$	$CPL_{пуji}$	$\rho_{ппji}$, кг/м ³	$t_{прji}$, °C	$P_{ппji}$, МПа	β_{ji} , 1/°C	N_{ji} , имп	$t_{прji}$, °C	$P_{прji}$, МПа	$CTL_{прji}$	$CPL_{прji}$	$K_{прji}$, ИМП/м ³
1/1																			
1/2																			
1/3																			
1/4																			
1/5																			
1/6																			
1/7																			
2/1																			
2/2																			
2/3																			
2/4																			
2/5																			
2/6																			
2/7																			
3/1																			
3/2																			
3/3																			
3/4																			
3/5																			
3/6																			
3/7																			

Таблица 3 – Результаты измерений и вычислений коэффициентов преобразования ГР в точках рабочего диапазона (соответствует Таблице 3 Приложения В МИ 3288-2010)

№ точ.	Q_j , м ³ /ч	f_j , Гц	K_j , имп/м ³	S_j , %	η_j	S_{0j} , %	$t_{0,95j}$	ϵ_j , %	Θ_t , %	Θ_Σ , %	$\delta_{ГРj}$, %	$\delta_{ГР}$, %
1												
2												
3												

Таблица 4 – Результаты измерений и вычислений коэффициентов преобразования и коэффициентов коррекции СРМ (соответствует Таблице 2.2 Приложения А МИ 3288-2010)

№ точки / № измер.	Q_{ji} , т/ч	T_{ji} , с	$Q_{ГРji}$, м ³ /ч	$t_{ГРji}$, °С	$P_{ГРji}$, МПа	$K_{ГРj}$, имп/м ³	$N_{ГРji}$, имп	$CTL_{ГРji}$	$CPL_{ГРji}$	$\rho_{ГРji}$, кг/м ³	$t_{ГРji}$, °С	$P_{ГРji}$, МПа	β_{ji} , 1/°С	$CTL_{ГРji}$	$CPL_{ГРji}$	N_{ji} , имп	f_{ji} , Гц	M_{0ji} , т	M_{ji} , т	$K_{пмji}$	
1/1																					
1/2																					
1/3																					
1/4																					
1/5																					
2/1																					
2/2																					
2/3																					
2/4																					
2/5																					
3/1																					
3/2																					
3/3																					
3/4																					
3/5																					

Таблица 5 – Результаты поверки в точках рабочего диапазона (соответствует Таблице 3 Приложения А МИ 3288-2010)

№ точ.	Q_j , т/ч	f_j , Гц	$K_{пмj}$	S_j , %	η_j	S_{0j} , %	$t_{0,95j}$	ϵ_j , %
1								
2								
3								

Таблица 6 – Результаты поверки в рабочем диапазоне (соответствует Таблице 4 Приложения А МИ 3288-2010)

$Q_{мин}$, т/ч	Q_{max} , т/ч	$K_{пм}$	S_0 , %	ϵ , %	Θ_A , %	Θ_Z , %	Θ_p , %	$\Theta_{тпу}$, %	$\Theta_{тпр}$, %	t_p , °С	Θ_{M_0} , %	P_p , МПа	Θ_{MP} , %	Θ_Σ , %	δ , %

Заключение: СРМ к дальнейшей эксплуатации
(пригоден, не пригоден)

_____ пригоден (не пригоден)

Подпись лица, проводившего поверку

_____ (должность, организация)

_____ (подпись)

_____ (инициалы, фамилия)

Дата проведения поверки: