

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И  
МЕТРОЛОГИИ

Федеральное государственное унитарное предприятие  
«Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии»  
Государственный научный метрологический центр  
ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора по развитию

А.С. Тайбинский

«19» октября 2016 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений  
СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 224  
НГДУ «АЛЬМЕТЬЕВНЕФТЬ» ОАО «ТАТНЕФТЬ»  
Методика поверки

МП 0345-9-2015

Начальник отдела НИО-9  
К.А. Левин  
Тел. отдела: (843)273-28-96

A handwritten signature in blue ink, likely belonging to K.A. Levin, is written over the printed name and phone number.

Казань  
2016 г.

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Левин К.А., Ахметзянова Л.А.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 224 НГДУ «Альметьевнефть» ОАО «Татнефть» (далее – система), предназначенную для измерений массы и показателей качества высокосернистой нефти при учетных операциях между НГДУ «Альметьевнефть» ПАО «Татнефть» и Альметьевским районным нефтепроводным управлением АО «Траснефть-Прикамье».

Интервал между поверками – один год.

## 1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1	Да	Нет
Проверка идентификации и защиты программного обеспечения (ПО) системы	6.2	Да	Да
Внешний осмотр	6.3	Да	Да
Опробование	6.4	Да	Да
Определение метрологических характеристик	6.5	Да	Да

## 2 Средства поверки

2.1 Перечень эталонов применяемых при поверке:

2.1.1 Рабочий эталон 2 разряда единицы расхода жидкости в диапазоне значений от 64 до 640 м<sup>3</sup>/ч (далее – ТПУ), пределы допускаемой относительной погрешности  $\pm 0,1\%$ .

Применяются средства поверки, указанные в документах на методики поверки соответствующих средств измерений (далее – СИ), перечисленных в таблице 4.

## 3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

– Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», а также другими действующими нормативными документами (НД);

– правилами безопасности при эксплуатации используемых СИ, приведенными в их эксплуатационной документации;

– правилами технической эксплуатации электроустановок;

– правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

## 4 Условия поверки

При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями НД на методики поверки СИ, входящих в состав системы.

Характеристики измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Соответствие характеристик измеряемой среды указанным в таблице 2 проверяют по данным актов приема-сдачи нефти.

Т а б л и ц а 2 – Характеристики системы и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Количество измерительных линий, шт.	6 (4 рабочих , 2 резервных)
Диапазон измерений расхода, т/ч	От 469,8 до 2000,0
Диапазон давления, МПа	От 0,6 до 4,0
Диапазон температуры, °С	От плюс 8 до плюс 40
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	100

### 5 Подготовка к поверке

При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы и НД на методики поверки СИ, входящих в состав системы.

### 6 Проведение поверки

#### 6.1 Проверка комплектности технической документации

Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и эксплуатационно-технической документации на СИ, входящие в состав системы.

#### 6.2 Проверка идентификации и защиты ПО системы

6.2.1 Должно быть установлено соответствие идентификационных данных ПО системы сведениям, приведенным в описании типа на систему.

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО устройства измерения параметров жидкости и газа модели 7955 (далее – ИВК) проводят в соответствии с техническим руководством на ИВК.

6.2.3 Определение идентификационных данных ПО программного комплекса автоматизированного рабочего места (далее – АРМ) оператора «CROPOS» проводят в соответствии с руководством пользователя.

6.2.4 Идентификационные данные ПО системы должны соответствовать сведениям, приведенным в таблице 3.

Т а б л и ц а 3 – Идентификационные данные ПО системы

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	Устройство измерения параметров жидкости и газа модели 7955	Программный комплекс АРМ-оператора «CROPOS»	
Идентификационное наименование ПО	SOLARTRON 7955	«CROPOS 1.0»	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.23	DOC.EXE	1.0
		DENS.EXE	1.0
		POVERKA.EXE	1.0
		REPORT.EXE	1.0
Цифровой идентификатор ПО	429B8CD0	DOC.EXE	3FFA9330
		DENS.EXE	A233871
		POVERKA.EXE	52BA0127
		REPORT.EXE	732D1216

### 6.3 Внешний осмотр

При внешнем осмотре устанавливают соответствие системы следующим требованиям:

- комплектность соответствует указанной в технической документации;
- отсутствуют механические повреждения и дефекты, препятствующие применению;
- надписи и обозначения на средствах измерений, входящих в систему четкие и соответствуют требованиям технической документации.

### 6.4 Опробование

6.4.1 Опробование проводят в соответствии с НД на поверку СИ, входящих в состав системы.

6.4.2 Проверяют действие и взаимодействие компонентов системы в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы, возможность получения отчета.

6.4.3 Проверяют герметичность системы.

На элементах и компонентах системы не должно быть следов протечек нефти.

### 6.5 Определение метрологических характеристик

6.5.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы.

Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 4.

Т а б л и ц а 4 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Нормативные документы
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF400 (далее – СРМ)	МИ 3151-2008 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности»
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки» (изменения №1)
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7827	«Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки»
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (далее – ПП)	«Рекомендация. ГСИ. Плотномеры вибрационные поточные. Методика поверки»
Преобразователи измерительные RTT20	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки» МИ 2672-2005 «Рекомендация. ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью цифровых калибраторов температуры серии АТС-Р исполнения «В» фирмы АМТЕК Denmark A/S, Дания» «Преобразователи измерительные RTT20. Методика поверки»
Датчики давления IGP10	МИ 1997-89 «ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»

Окончание таблицы 4 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Нормативные документы
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Манометры для точных измерений типа МТИ	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Устройства измерения параметров жидкости и газа модели 7955	МИ 2617-2000 Рекомендация. ГСИ. Вычислитель расхода модели 2522 фирмы «Даниел». Методика поверки»

Комплекс измерительно-вычислительный и управляющий на базе PLC, датчики давления Метран-100, предназначенные для измерений разности давления и счетчик нефти турбинный МИГ-32, установленный в блоке измерений показателей качества нефти, подлежат калибровке или поверке один раз в год, термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 подлежат поверки 1 раз в 3 года, остальные СИ, входящие в состав системы подлежат поверки один раз в год.

#### 6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

При прямом методе динамических измерений за погрешность измерений массы сырой нефти принимают предел допускаемой относительной погрешности измерений СРМ.

Относительная погрешность измерений массы брутто нефти не должна превышать  $\pm 0,25\%$  для рабочих и резервных СРМ.

#### 6.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти  $\delta M_n$ , %, определяют расчетным путем по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \times \sqrt{\delta M_{бр}^2 + \frac{(\Delta W_a)^2 + (\Delta W_n)^2 + (\Delta W_{xc})^2}{\left(1 - \frac{W_a + W_n + W_{xc}}{100}\right)^2}}, \quad (1)$$

где

$\delta M_{бр}$  – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;

$\Delta W_a$  – абсолютная погрешность определения массовой доли воды, %;

$W_a$  – массовая доля воды в нефти, %;

$\Delta W_n$  – абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей %;

$W_n$  – массовая доля механических примесей в нефти, %;

$\Delta W_{xc}$  – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей, %

$W_{xc}$  – массовая доля хлористых солей в нефти, %.

Абсолютные погрешности измерений массовой доли воды, массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей в нефти по лабораторному методу определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580-2001 «ГСИ. Определение и применение показателей прецизионности методов испытаний нефтепродуктов».

Для доверительной вероятности  $P = 0,95$  и двух измерений соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность его измерений  $\Delta$ , %, вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \times r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (2)$$

где  $R$  и  $r$  - воспроизводимость и сходимостъ метода определения соответствующего показателя качества нефти.

Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ГОСТ 2477-65 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды»;

- для массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей»;

- для массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей».

Воспроизводимость метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному значению сходимости.

6.6. Результаты поверки считают положительными, если относительная погрешность измерений массы нетто нефти не превышает  $\pm 0,35\%$ .

## **7 Оформление результатов поверки**

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке системы по форме приложения 1 Приказа Минпромторга России от 02 июля 2015 г. №1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

7.2 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с Приказом Минпромторга России от 02 июля 2015 г. №1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

7.3 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы измерений количества и показателей качества нефти № 224 НГДУ «Альметьевнефть» ОАО «Татнефть».