

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. Лайбинский  
« 31 » мая 2019 г.




ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений  
СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ  
ПРИ ПСП ЗАО «ХИТ Р»

Методика поверки

МП 0975-9-2019

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

Казань  
2019

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Ахметзянова Л.А.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти (далее – система), предназначенную для автоматизированных измерений массы нефти, поставляемой в АО «ТАТОЙЛГАЗ», на ПСП ЗАО «ХИТ Р».

Поверку системы проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или в фактически обеспечиваемым при поверке диапазоне измерений с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведения поверки.

Если очередной срок поверки средств измерений из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, поверяется только это средство измерений, при этом поверку СИКН не проводят.

Интервал между поверками – 12 месяцев.

Интервал между поверками СИ из состава СИКН, за исключением термометров – 12 месяцев.

### 1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции при поверке

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

### 2 Средства поверки

#### 2.1 Основные средства поверки СИКН

2.1.1 Рабочий эталон 1-го или 2-го разряда в соответствии с приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 07.02.2018 г. №256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости» с диапазоном измерений расхода, обеспечивающим возможность поверки расходомеров массовых Promass, входящих в состав системы, в рабочем диапазоне измерений.

2.1.2 При осуществлении поверки СИ, входящих в состав СИКН, применяются средства поверки, указанные в документах на методики поверки соответствующих средств измерений (далее – СИ), перечисленных в таблице 4.

2.1.3 Все применяемые эталоны должны быть аттестованы и зарегистрированы в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

### 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 (далее – 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 на месте эксплуатации должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

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

Таблица 2 – Метрологические и технические характеристики системы и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» (с изменениями 1, 2)
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 10 до 90
Диапазон давления измеряемой среды, МПа:	
– рабочее	0,5
– минимальное	0,25
– максимальное	1,0
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от +5 до +40
Вязкость кинематическая при 20 °С, сСт, не более	45,0
Давление насыщенных паров, кПа, не более	66,7
Диапазон плотности измеряемой среды, кг/м <sup>3</sup>	от 860 до 930
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
Содержание свободного газа, %	отсутствует
Параметры электрического питания:	
- напряжение, В	380±38 (трехфазное); 220±22 (однофазное)
- частота, Гц	50±1
Условия эксплуатации	
– температура окружающего воздуха, °С	от -40 до +38
– относительная влажность, %	до 86
– атмосферное давление, кПа	100±5



## 5 Подготовка к поверке

При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с руководством 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 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 состав системы четкие и соответствуют требованиям технической документации.

### 6.3 Проверка идентификации и защиты ПО системы

6.3.1 Проверка идентификационных данных программных модулей, включающих в себя метрологически значимые алгоритмы вычислений АРМ оператора, осуществляется в окне «Проверка контрольных сумм метрологически значимой части программного кода (рисунок 1).

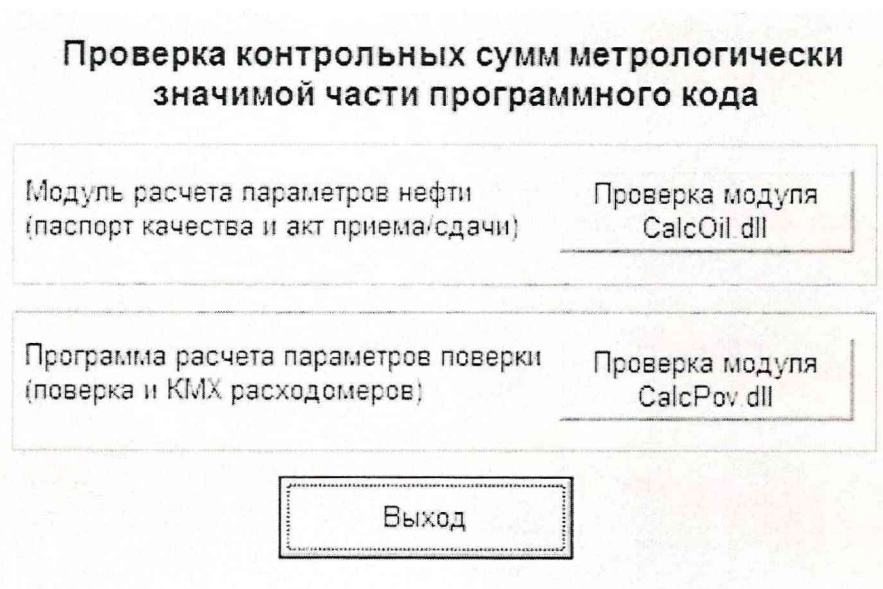


Рисунок 1– Окно проверки контрольных сумм

Вызов окна производится нажатием на кнопку «Проверка контрольных сумм» из диалогового меню «О программе», расположенного на главном окне АРМ оператора.

Для проверки модуля расчета параметров нефти и вычисления массы нетто,

Для проверки модуля вычисления параметров поверки и КМХ расходомеров, нажимают кнопку «Проверка модуля CalcPov.dll».

При проверке соответствующих модулей проводится анализ файлов с выводом полученной информации о программном модуле:

- имя файла;

- версия файла;
- объем в байтах;
- контрольная HASH-сумма;
- результат сверки контрольной суммы с эталонным значением.

6.3.2 Проверка идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (далее – ИВК):

Номер версии и контрольную сумму ПО можно узнать, нажав на клавишу «i» (информация) на лицевой панели ИВК и прокрутив список, с помощью клавиши «↓», либо через конфигурационное ПО «Конфигуратор ИВК АБАК+».

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

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	ИВК АБАК+	АРМ оператора	
Идентификационное наименование ПО	Abak.bex	CalcOil.dll	CalcPov.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1,0	2.0.2	2.0.1
Цифровой идентификатор ПО	4069091340	E64DC3F2	A1BBEAF4
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32	CRC32	CRC32

#### 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 руководством 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.

Таблица 4 – СИ, входящие в состав СИКН, и методики их поверки

Наименование СИ	Нормативные документы
Расходомеры массовые Promass F300	МП 208-020-2017 «ГСИ. Расходомеры массовые Promass (модификации Promass 300, Promass 500). Методика поверки». Рекомендация. «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые с частотно-импульсным выходом. Методика поверки мобильной эталонной установкой «МЭУ-100-4,0», утвержденная ФГУП «ВНИИР» 01.05.2005 г.
Влагомер поточный ВСН-АТ	МП 0310-6-2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры поточные ВСН-АТ. Методика поверки».
Преобразователь измерительный 644	«Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV. Методика поверки».
Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки».



Продолжение таблицы 4

Наименование СИ	Нормативные документы
Датчики давления Метран-150	МП 4212-012-2013 «Датчики давления Метран-150. Методика поверки».
Комплекс измерительно-вычислительный расхода и количества жидкостей и газов АБАК+	МП 17-30138-2012 «Инструкция. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+». Методика поверки» (с изменением № 2).
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и средства поверки».
Манометр для точных измерений МТИ	МИ 2124-90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки».

6.5.2 Определение относительной погрешности системы при измерении массы брутто нефти проводят с применением передвижной поверочной установкой с массомерами (далее – ППУ).

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти определяют сравнением значений массы нефти, измеренных расходомерами массовыми Promass модификации F300 (далее – РМ), входящими в состав системы, со значениями массы брутто нефти, измеренными ППУ.

Для каждого РМ проводят три измерения массы брутто нефти в точках, соответствующих нижнему пределу измерений расхода, верхнему пределу измерений расхода и среднему между ними. В каждой точке расхода выполняют не менее пяти измерений массы нефти. Относительную погрешность измерений массы брутто нефти  $\delta M_{бр}$ , %, определяют для РМ по формуле:

$$\delta M_{бр} = \frac{M_{РМ} - M_{ППУ}}{M_{ППУ}} \cdot 100\%, \quad (1)$$

где  $M_{РМ}$  – масса брутто нефти, измеренная РМ, т;

$M_{ППУ}$  – масса брутто нефти, измеренная ППУ, т.

Результаты считают положительными, если значение относительной погрешности измерений массы брутто нефти в каждой точке при каждом измерении не превышает значения  $\pm 0,25$  % для рабочего РМ,  $\pm 0,2$ % для контрольно-резервного РМ, применяемого в качестве контрольного.

6.5.3 Определение относительной погрешности системы при измерении массы нетто нефти

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти  $\delta M_H$ , %, определяют расчетным путем в соответствии с методикой измерений «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти при ПСП ЗАО «ХИТ Р» (свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00257-2013/6409-19 от 24.05.2019 г.) по формуле:

$$\delta M_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta M_{бр}^2 + \frac{\Delta W_e^2 + \Delta W_{mn}^2 + \Delta W_{xc}^2}{\left(1 - \frac{W_e + W_{mn} + W_{xc}}{100}\right)^2}}, \quad (2)$$

где

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

$\Delta W_6$  – абсолютная погрешность определения массовой доли воды, %;

При измерениях объемной доли воды поточным влагомером вычисляется по формуле:

$$\Delta W_B = \frac{\Delta \varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_H^B}, \quad (3)$$

где  $\Delta \varphi_B$  – абсолютная погрешность измерений объемной доли воды поточным влагомером, %;

$\Delta W_{mi}$  – абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей, %;

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

$$\Delta W_{xc} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{xc}}{\rho_n^{xc}}, \quad (4)$$

$\Delta \varphi_{xc}$  – абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм<sup>3</sup>.

9.4 Абсолютные погрешности измерений в лаборатории массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли механических примесей определяют в соответствии с ГОСТ 33701-2015.

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

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

где  $R$  и  $r$  – соответственно воспроизводимость и сходимостъ метода определения соответствующего показателя качества нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477, ГОСТ 21534, ГОСТ 6370.

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

Результаты считают положительными, если значение относительной погрешности измерений массы нетто нефти в соответствии с требованиями Приказа Минэнерго России от 15 марта 2016 года № 179 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 в виде оттиска поверительного клейма или наклейки.