



ООО Центр Метрологии «СТП»
Регистрационный номер записи в реестре аккредитованных
лиц RA.RU.311229

«УТВЕРЖДАЮ»
Технический директор
ООО Центр Метрологии «СТП»
И.А. Яценко
« 08 » _____ 2016 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и показателей качества
нефти и нефтепродуктов Таманского нефтяного терминала**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП 2308/1-311229-2016

г. Казань
2016

СОДЕРЖАНИЕ

1 Введение	3
2 Операция поверки	4
3 Средства поверки	4
4 Требования техники безопасности и требования к квалификации поверителей	5
5 Условия поверки	5
6 Подготовка к поверке	5
7 Проведение поверки	5
8 Оформление результатов поверки	11

1 ВВЕДЕНИЕ

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов Таманского нефтяного терминала, заводской № 473/444, изготовленную ООО «ИМС Индастриз» и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации.

1.2 Система измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов Таманского нефтяного терминала (далее – система) предназначена для измерения расхода, количества (массы) и показателей качества рабочей среды (нефть, газовый конденсат стабильный, дизельное топливо, бензины прямогонные, бензины технические прямогонные, бензины для промышленных целей, фракция бензиновая прямогонная, бензин газовый стабильный, бензолная фракция) и определения массы нетто нефти.

1.3 Принцип действия системы основан на применении косвенного метода динамических измерений массы рабочей среды с помощью преобразователей расхода турбинных и преобразователей плотности. Выходные сигналы преобразователей расхода турбинных, средств измерений (далее – СИ) температуры, давления, плотности, влагосодержания поступают на соответствующие входы системы обработки информации (далее – СОИ), который преобразует их и вычисляет массу рабочей среды. Массу нетто нефти определяют, как разность массы брутто нефти и массы балласта.

1.4 В состав системы входят:

– блок измерительных линий (далее – БИЛ), который состоит из пяти рабочих измерительных линий (далее – ИЛ) DN 250, одной резервной ИЛ DN 250, одной резервно-контрольной ИЛ DN 250, входного коллектора DN 800, выходного коллектора DN 800 и коллектора выхода на трубопоршневую поверочную установку (далее – ТПУ) DN 400;

– блок измерений показателей качества рабочей среды (далее – БИК);

– блок ТПУ;

– СОИ.

1.5 СИ, входящие в состав системы, указаны в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – СИ, входящие в состав системы

№ п/п	Наименование СИ	Регистрационный номер
БИЛ		
1	Преобразователи расхода жидкости турбинные геликоидные серии НТМ модели НТМ10 (далее – преобразователь расхода)	38725-08
2	Преобразователи давления измерительные ЕJA530	14495-09
3	Датчики температуры 644	39539-08
БИК		
1	Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные 7829	15642-06
2	Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835 (далее – преобразователь плотности)	15644-06
3	Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (далее – ВП)	14557-10
4	Преобразователи давления измерительные ЕJA530	14495-09
5	Датчики температуры 644	39539-08
Блок ТПУ		
1	Установки поверочные трубопоршневые двунаправленные OGSB (далее – ПУ OGSB)	44252-10
2	Преобразователи давления измерительные ЕJA530	14495-09
3	Датчики температуры 644	39539-08

№ п/п	Наименование СИ	Регистрационный номер
Входной/выходной коллекторы		
1	Преобразователи давления измерительные ЕJA530	14495-09
СОИ		
1	Комплексы измерительно-вычислительные «ИМЦ-03» (далее – ИВК)	19240-11
2	Автоматизированное рабочее место (далее –АРМ) оператора	–

1.6 Поверка системы проводится поэлементно:

– поверка СИ, входящих в состав системы, осуществляется в соответствии с их методиками поверки;

– метрологические характеристики системы определяют расчетным методом в соответствии с настоящей методикой поверки.

1.7 Интервал между поверками СИ, входящих в состав системы, – в соответствии с методиками поверки на эти СИ.

1.8 Интервал между поверками системы – 1 год.

2 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны быть выполнены операции, приведенные в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Операция поверки

№ п/п	Наименование операции	Номер пункта методики поверки
1	Проверка технической документации	7.1
2	Внешний осмотр	7.2
3	Опробование	7.3
4	Определение метрологических характеристик системы	7.4
5	Оформление результатов поверки	8

3 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

3.1 При проведении поверки системы применяют эталоны и СИ, приведенные в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Основные эталоны и СИ

Номер пункта методики	Наименование и тип основного и вспомогательного средства поверки и метрологические и основные технические характеристики средства поверки
5	Барометр-анероид М-67 с пределами измерений от 610 до 790 мм рт.ст., погрешность измерений $\pm 0,8$ мм рт.ст., по ТУ 2504-1797-75
5	Психрометр аспирационный М34, пределы измерения влажности от 10 % до 100 %, погрешность измерения ± 5 %
5	Термометр ртутный стеклянный ТЛ-4 (№ 2) с пределами измерений от 0 °С до 55 °С по ГОСТ 28498-90. Цена деления шкалы 0,1 °С
7.4	Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OG5B 1-го разряда, диапазон измерений объемного расхода от 300 до 2000 м ³ /ч, пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05$ %

3.2 Допускается использование других эталонов и СИ с характеристиками, не уступающими характеристикам, указанным в таблице 3.1.

3.3 Все применяемые эталоны должны быть аттестованы; СИ должны иметь действующий знак поверки и (или) свидетельство о поверке и (или) запись в паспорте (формуляре) СИ, заверенной подписью поверителя и знаком поверки.

4 ТРЕБОВАНИЯ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

4.1 При проведении поверки должны соблюдаться следующие требования:

- корпуса применяемых СИ должны быть заземлены в соответствии с их эксплуатационной документацией;
- ко всем используемым СИ должен быть обеспечен свободный доступ для заземления, настройки и измерений;
- работы по соединению вспомогательных устройств должны выполняться до подключения к сети питания;
- обеспечивающие безопасность труда, производственную санитарию и охрану окружающей среды;
- предусмотренные «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» и эксплуатационной документацией оборудования, его компонентов и применяемых средств поверки.

4.2 К работе по поверке должны допускаться лица:

- достигшие 18-летнего возраста;
- прошедшие инструктаж по технике безопасности в установленном порядке;
- изучившие эксплуатационную документацию на систему, СИ, входящие в состав системы, и средства поверки.

5 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

При проведении поверки системы должны соблюдаться следующие условия:

- температура окружающего воздуха (в месте установки СОИ), °С (20±5)
- относительная влажность, % от 30 до 80
- атмосферное давление, кПа от 84,0 до 106,7

6 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные операции:

- проверяют заземление СИ, работающих под напряжением;
- эталонные СИ и СОИ системы устанавливают в рабочее положение с соблюдением указаний эксплуатационной документации;
- СОИ системы выдерживают при температуре, указанной в разделе 5, не менее трех часов, если время их выдержки не указано в инструкции по эксплуатации;
- осуществляют соединение и подготовку к проведению измерений эталонных СИ и СОИ системы в соответствии с требованиями эксплуатационной документаций.

7 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

7.1 Проверка технической документации

7.1.1 При проведении проверки технической документации проверяют:

- наличие инструкции по эксплуатации на систему;
- наличие паспорта на систему;
- наличие свидетельства о предыдущей поверке системы (при периодической поверке);
- наличие паспортов (формуляров) СИ, входящих в состав системы;
- наличие у СИ, входящих в состав системы, которые подлежат поверке, действующего знака поверки и (или) свидетельства о поверке и (или) записи в паспорте (формуляре) СИ, заверенной подписью поверителя и знаком поверки;

– наличие у СИ, входящих в состав системы, которые подлежат калибровке, действующего калибровочного клейма и (или) сертификата о калибровке и (или) записи в паспорте (формуляре) СИ, заверенной подписью калибровщика и калибровочным клеймом.

7.1.2 Результаты поверки считают положительными при наличии всей технической документации по 7.1.1.

7.2 Внешний осмотр

7.2.1 При проведении внешнего осмотра системы контролируют выполнение требований технической документации к монтажу СИ, измерительно-вычислительных и связующих компонентов системы.

7.2.2 При проведении внешнего осмотра системы, устанавливают состав и комплектность системы. Проверку выполняют на основании сведений, содержащихся в паспорте на систему. При этом контролируют соответствие типа СИ, указанного в паспортах на СИ, записям в паспорте на систему.

7.2.3 Результаты проверки считают положительными, если монтаж СИ, измерительно-вычислительных и связующих компонентов системы, внешний вид и комплектность системы соответствуют требованиям технической документации.

7.3 Опробование

7.3.1 Подтверждение соответствия программного обеспечения системы

7.3.1.1 Подлинность программного обеспечения (далее – ПО) системы проверяют сравнением идентификационных данных ПО с соответствующими идентификационными данными, зафиксированными при испытаниях в целях утверждения типа. Проверку идентификационных данных ПО системы проводят в соответствии с эксплуатационной документацией на систему.

Полученные идентификационные данные сравнивают с исходными, которые представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Идентификационные данные ПО системы

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	ПО ИВК	ПО АРМ оператора «Форвард»		
Идентификационное наименование ПО	oil_tm.exe	ArmA.dll	ArmMx.dll	ArmF.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	342.01.02	4.0.0.1	4.0.0.1	4.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО	6297F2E8	8B71AF71	30747EDB	96ED4C9B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32	CRC32	CRC32	CRC32

7.3.1.2 Проверяют возможность несанкционированного доступа к ПО системы и наличие авторизации (введение логина и пароля), возможность обхода авторизации, проводят проверку реакции ПО системы на неоднократный ввод неправильного логина и (или) пароля (аутентификация).

7.3.1.3 Результаты опробования считают положительными, если идентификационные данные ПО системы совпадают с идентификационными данными, которые приведены в таблице 7.1, а также исключается возможность несанкционированного доступа к ПО системы и обеспечивается аутентификация.

7.4 Определение метрологических характеристик системы

7.4.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы

7.4.1.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы, проводят путем проверки наличия действующих свидетельств о поверке на них, в соответствии с нормативными документами (далее – НД), приведенными в таблице 7.2 с учетом требований, предъявляемых к системе.

Таблица 7.2 – СИ и их методики поверки

Наименование СИ	Пределы допускаемой погрешности	НД
Преобразователи расхода ¹⁾	$\pm 0,15$ % измеряемой величины (для рабочего и резервного преобразователей расхода); $\pm 0,1$ % измеряемой величины (для резервно-контрольного преобразователя расхода)	МИ 1974-2004 «Государственная система обеспечения единства измерений. Преобразователи расхода турбинные. Методика поверки»
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные 7829	$\pm 1,0$ кг/м ³ при измерении плотности; $\pm 1,0$ % диапазона преобразования (0,2 мПа·с в диапазоне от 0,5 до 10 мПа·с) при измерении динамической вязкости	МИ 3302-2010 «Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные 7827 и 7829. Методика поверки»
Преобразователи плотности	$\pm 0,15$ кг/м ³	МИ 3240-2012 «Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки»
	$\pm 0,3$ кг/м ³	МИ 2816-2012 «Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»
ВП	$\pm 0,05$ % (абсолютная)	МИ 2366-2005 «Рекомендация. Влагомеры товарной нефти типа УДВН. Методика поверки»
Преобразователи давления измерительные ЕJA530	$\pm 0,065$ % диапазона измерений	МИ 2596-2000 «Государственная система обеспечения единства измерений. Преобразователи давления измерительные ЕJA. Методика поверки»
Датчики температуры 644	$\pm(0,15+0,002 \cdot t)$ °С для первичного преобразователя; $\pm 0,15$ °С для цифрового сигнала измерительного преобразователя; $\pm 0,03$ % диапазона измерений для цифро-аналогового преобразования измерительного преобразователя	Инструкция «Датчик температуры 644, 3144Р. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» в августе 2008 г.
ИВК	$\pm 0,04$ % (относительная погрешность при преобразовании параметров входных электрических сигналов в значение массы жидкости)	МИ 3311-2011 «Рекомендация. Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-03. Методика поверки»

Наименование СИ	Пределы допускаемой погрешности	НД
ПУ OGSB	±0,05 % измеряемой величины (1 разряд)	МИ 1972-95 «Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников»
		МИ 3155-2008 «Рекомендация. Методика поверки поверочными установками на базе мерника и объемного счетчика»
<p>¹⁾ В случае отклонения значений вязкости измеряемой среды в условиях эксплуатации от значений, при которых проводилась поверка преобразователей расхода, проводят внеочередную поверку задействованных рабочих преобразователей расхода, резервного преобразователя расхода и резервно-контрольного преобразователя расхода в соответствии с МИ 1974-2004 на месте эксплуатации в рабочем диапазоне расхода и вязкости с применением ПУ OGSB. Допустимое отклонение кинематической вязкости от значений, при которых проводилась поверка преобразователей расхода составляет не более ±15 сСт согласно описанию типа преобразователей расхода. Допустимое отклонение кинематической вязкости от значений, при которых проводилась поверка преобразователей расхода может отличаться для конкретных условий эксплуатации преобразователей расхода (согласно описанию типа и эксплуатационной документации на преобразователи расхода).</p> <p>t – значение измеренной температуры, °С.</p>		

7.4.1.2 Результаты поверки считаются положительными, при наличии для СИ, входящих в состав системы, действующего знака поверки и (или) свидетельства о поверке и (или) записи в паспорте (формуляре) СИ, заверенной подписью поверителя и знаком поверки.

7.4.2 Определение относительной погрешности системы при измерении массы рабочей среды (при определении плотности рабочей среды с помощью преобразователя плотности)

7.4.2.1 Относительную погрешность системы при измерении массы рабочей среды (брутто нефти), δM_{6_1} , %, определяют по формуле

$$\delta M_{6_1} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta V^2 + G^2 (\delta \rho_{\text{пл}}^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_p^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_v^2 + \delta N^2}, \quad (1)$$

где δV – относительная погрешность измерений объема рабочей среды, %. За δV принимают относительную погрешность измерений преобразователя расхода, задействованной при измерении массы рабочей среды;

G – коэффициент, вычисляемый по формуле (2);

$\delta \rho_{\text{пл}}$ – относительная погрешность измерений плотности рабочей среды преобразователем плотности, %;

β – коэффициент объемного расширения рабочей среды, 1/°С (приложение А ГОСТ Р 8.595-2004);

ΔT_p – абсолютные погрешности измерений температуры рабочей среды при измерениях плотности рабочей среды преобразователем плотности, °С;

ΔT_v – абсолютная погрешность измерений температуры рабочей среды при измерениях объема, °С;

δN – относительная погрешность вычислений ИВК, %.

$$G = \frac{1 + 2 \times \beta \times T_v}{1 + 2 \times \beta \times T_p}, \quad (2)$$

где T_v, T_p – температура рабочей среды при измерениях плотности рабочей среды преобразователем плотности и объема соответственно, °С.

7.4.2.2 Результаты поверки считаются положительными, если относительная погрешность системы при измерении массы рабочей среды (брутто нефти), рассчитанная по формуле (1), не выходит за пределы $\pm 0,25\%$.

7.4.3 Определение относительной погрешности системы при измерении массы рабочей среды (при определении плотности рабочей среды с помощью лабораторного плотномера)

7.4.3.1 Относительную погрешность системы при измерении массы рабочей среды, $\delta M_{б_2}$, %, определяют по формуле

$$\delta M_{б_2} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta V^2 + \delta \rho_{пл}^2 + \delta T_{Vp}^2 + \delta N^2}, \quad (3)$$

где $\delta \rho_{пл}$ – относительная погрешность измерений плотности рабочей среды в лаборатории, %;

δT_{Vp} – составляющая относительной погрешности измерения массы рабочей среды за счет абсолютных погрешностей измерений температуры рабочей среды при измерениях его плотности в лаборатории и объема, вычисляемый по формуле (4).

$$\delta T_{Vp} = \pm \left[\frac{\beta \cdot 100}{1 + \beta (T_{пл} - T_v)} \right] \cdot \sqrt{\Delta T_{пл}^2 + \Delta T_v^2}, \quad (4)$$

где $T_{пл}$ – температура рабочей среды при измерениях плотности в лаборатории, °C;

$\Delta T_{пл}$ – абсолютная погрешность измерения температуры рабочей среды при измерениях плотности рабочей среды в лаборатории, °C.

7.4.3.2 Результаты поверки считаются положительными, если относительная погрешность системы при измерении массы рабочей среды, рассчитанная по формуле (3), не выходит за пределы $\pm 0,25\%$.

7.4.4 Определение относительной погрешности системы при измерении массы нетто нефти

7.4.4.1 Относительную погрешность системы при измерении массы нетто нефти $\delta M_{н}$, %, определяют по формуле

$$\delta M_{н} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta M_{б_1}^2 + \frac{(\Delta W_{в})^2 + (\Delta W_{мп})^2 + (\Delta W_{xc})^2}{\left(1 - \frac{W_{в} + W_{мп} + W_{xc}}{100}\right)^2}}, \quad (5)$$

где $\Delta W_{в}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли воды в нефти, %;

$\Delta W_{мп}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли механических примесей, %;

ΔW_{xc} – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли хлористых солей, %;

$W_{в}$ – массовая доля воды в нефти, %;

$W_{мп}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %;

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

7.4.4.2 Абсолютную погрешность определения объемной доли воды в нефти в лаборатории $\Delta \phi_{в}$, %, определяют по формуле

$$\Delta \phi_{в} = \pm \sqrt{\frac{R_{в}^2 - 0,5 \cdot r_{в}^2}{2}}, \quad (6)$$

где $R_{в}$ – воспроизводимость метода по ГОСТ 2477-65, выраженная в объемных долях, %;

$r_{в}$ – сходимость метода по ГОСТ 2477-65, выраженная в объемных долях, %.

7.4.4.3 При определении объемной доли воды в нефти с помощью ВП в качестве $\Delta\varphi_{\text{в}}$ принимают значение, которое определяют по формуле

$$\Delta\varphi_{\text{в}} = \pm (\Delta\varphi_{\text{ВП}} + \Delta\varphi_{\text{ВП}_t} + \Delta\varphi_{\text{ВП}_\rho}), \quad (7)$$

где $\Delta\varphi_{\text{ВП}}$ – основная абсолютная погрешность ВП, %;
 $\Delta\varphi_{\text{ВП}_t}$ – дополнительная абсолютная погрешность ВП при изменении температуры нефти от плюс 20 °С на каждые 10 °С, %;
 $\Delta\varphi_{\text{ВП}_\rho}$ – дополнительная абсолютная погрешность ВП при изменении плотности нефти на каждые 50 кг/м³, %.

7.4.4.4 Абсолютную погрешность определения массовой доли воды в нефти $\Delta W_{\text{в}}$, % определяют по формуле

$$\Delta W_{\text{в}} = \pm \left(\frac{\Delta\varphi_{\text{в}} \cdot \rho_{\text{в}}'}{\rho_{\text{фв}}} \right), \quad (8)$$

где $\rho_{\text{в}}'$ – плотность воды при условиях определения $\varphi_{\text{в}}$, кг/м³;
 $\rho_{\text{фв}}$ – плотность нефти при условиях определения объемной доли воды в нефти, кг/м³.

7.4.4.5 Абсолютную погрешность определения массовой доли механических примесей в нефти в лаборатории $\Delta W_{\text{мп}}$, % определяют по формуле

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

где $R_{\text{мп}}$ – воспроизводимость метода по ГОСТ 6370-83, выраженная в массовых долях, %;
 $r_{\text{мп}}$ – сходимость метода по ГОСТ 6370-83, выраженная в массовых долях, %.

7.4.4.6 Абсолютную погрешность определения массовой доли хлористых солей в нефти в лаборатории $\Delta W_{\text{хс}}$, % определяют по формуле

$$\Delta W_{\text{хс}} = \pm \left(0,1 \cdot \frac{\Delta\varphi_{\text{хс}}}{\rho_{\text{фхс}}} \right), \quad (10)$$

где $\Delta\varphi_{\text{хс}}$ – предел допускаемой абсолютной погрешности определения концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм³, вычисляемая по формуле (11).
 $\rho_{\text{фхс}}$ – плотность нефти при условиях определения массовой концентрации хлористых солей в нефти, кг/м³.

$$\Delta\varphi_{\text{хс}} = \sqrt{\frac{R_{\text{хс}}^2 - 0,5 \cdot r_{\text{хс}}^2}{2}}, \quad (11)$$

где $R_{\text{хс}}$ – воспроизводимость метода по ГОСТ 21534-76, %;
 $r_{\text{хс}}$ – сходимость метода по ГОСТ 21534-76, %.

Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 принимают равной удвоенному значению сходимости метода по ГОСТ 21534-76.

7.4.4.7 Результаты поверки считаются положительными, если относительная погрешность системы при измерении массы нетто нефти, рассчитанная по формуле (5), не выходит за пределы $\pm 0,35$ %.

8 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

8.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке системы в соответствии с приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

8.2 Отрицательные результаты поверки системы оформляют в соответствии с приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке». При этом выписывается извещение о непригодности к применению системы с указанием причин непригодности.