

Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно - исследовательский институт расходомерии»
(ФГУП «ВНИИР»)

УТВЕРЖДАЮ

Директор ФГУП «ВНИИР»

В.Г. Соловьев

«25» декабря 2015 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 730

Методика поверки

МП 0362-14-2015

л.р. 63572-16

Казань
2015 г.

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Загидуллин Р.И., Ягудин И.Р.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 730 (далее – система), принадлежащую ООО «Транснефть – Порт Козьмино» и предназначенную для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти при проведении учетных операций ООО «Транснефть – Порт Козьмино» при отгрузке нефти в танкеры и устанавливает методику ее первичной и периодической поверок.

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 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1	Да	Нет
Подтверждение соответствия 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 Средства поверки системы

2.1.1 Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная (далее – ТПУ) с верхним пределом объемного расхода 4000 м³/ч и пределами допускаемой относительной погрешности ± 0,05 %.

2.1.2 Устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений силы постоянного тока ± 3 мкА в диапазоне от 0,5 до 20 мА, пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведений частоты и периода следования импульсов ± 5·10⁻⁴ в диапазоне от 0,1 до 15000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений количества импульсов в пачке ± 2 имп. в диапазоне от 20 до 5·10⁸ имп.

2.2 Допускается применять другие аналогичные по назначению средства поверки средств измерений (СИ) утвержденных типов в соответствии с нормативными документами (НД) на методики их поверки, если их метрологические характеристики не уступают указанным в данной методике поверки.

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

– «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101), «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 27.12.2012 г. № 784), а также другие действующие отраслевые 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 (показателя)	Значение характеристики (показателя)
Количество измерительных линий, шт.	7 (пять рабочих, одна резервная, одна контрольно-резервная)
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч	От 500 до 14000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	± 0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	± 0,35
Режим работы	периодический, автоматизированный
Параметры измеряемой среды	
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» (с Изм. №1 от 2006 г.)
Диапазон давления измеряемой среды, МПа	от 0,3 до 1,6
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от 5 до 40
Рабочий диапазон плотности при 20 °С, кг/м ³	от 830 до 860
Диапазон кинематической вязкости, мм ² /с (сСт)	от 5 до 18
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900
Давление насыщенных паров, кПа, (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Массовая доля серы, %, не более	2,7
Массовая доля парафина, %, не более	6,0
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm), не более	100,0
Содержание хлорорганических соединений, млн ⁻¹ (ppm), не более	10,0
Содержание свободного газа	не допускается

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/или пломб, несущих на себе оттиски поверительных клейм, и эксплуатационно-технической документации на СИ, входящие в состав системы.

6.2 Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие системы следующим требованиям:

- комплектность системы должна соответствовать технической документации;
- на компонентах системы не должно быть механических повреждений и дефектов, препятствующих применению;
- надписи и обозначения на компонентах системы должны быть четкими и соответствовать технической документации.

6.3.1 Проверяют соответствие идентификационных данных ПО системы сведениям, приведенным в описание типа на систему

6.3.2 Для просмотра идентификационных данных ПО измерительно-вычислительного комплекса ИМЦ-03 (далее – ИВК) в меню «Основное меню» выбрать пункт «Просмотр 2». В меню «Просмотр 2» выбрать пункт «Версия программы».

На экран выводится следующая информация:

- наименование ИВК;
- наименование и обозначение реализованных алгоритмов вычислений;
- номер версии программы;
- значение контрольной суммы CRC32.

6.3.3 Определение идентификационных данных комплекса ПО верхнего уровня «Форвард» проводят в следующей последовательности:

- на рабочем столе комплекса ПО верхнего уровня «Форвард» нажимают на вкладку «О программе», находящейся в правом верхнем углу экрана;
- в появившемся окне приведены сведения о версии ПО;

6.3.4 Идентификационные данные ПО системы должны соответствовать сведениям, приведенным в описание типа на систему.

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 3.

Т а б л и ц а 3 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	НД
Преобразователь расхода жидкости турбинный геликоидный серии НТМ модели НТМ 16	МИ 3287-2010 (с Изм. № 1 от 2015 г.) Рекомендация. ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки

Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации» МИ 3240-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки»
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный мод. 7829	МИ 3302-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки». МИ 3119-2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки на месте эксплуатации».
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»
Преобразователь давления измерительный 3051 TG	МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки» «ГСИ. Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в феврале 2010 г.
Измерительно-вычислительный комплекс ИМЦ-03 (далее – ИВК)	МИ 2587-2005 «Рекомендация. ГСИ. Комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-03». Методика поверки»
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Манометр для точных измерений типа МТИ	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки».

Расходомер UFM 3030 модификации UFM 3030K, предназначенный для измерений объемного расхода нефти в блоке измерений показателей качества нефти, и преобразователи давления AUTROL, предназначенные для измерения разности давления, подлежат калибровке.

6.5.2 Определение относительной погрешности системы при измерении массы брутто нефти

6.5.2.1 Относительную погрешность системы при измерении массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений принимают равной относительной погрешности измерений массы брутто нефти с помощью ТПР, ПП, СИ температуры с учетом относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значения массы брутто нефти ИВК и вычисляют по формуле:

$$\delta M_{бр} = \pm 1,1 \sqrt{\delta V^2 + G^2 (\delta \rho^2 + \beta^2 10^4 \Delta T_\rho^2) + \beta^2 10^4 \Delta T_V^2 + \delta N^2} \quad (1)$$

где δV - относительная погрешность измерений объема нефти, %.
За δV принимают относительную погрешность ТПР, если сумма остальных составляющих погрешностей измерений нефти является несущественной в соответствии с ГОСТ 8.009-84 «ГСИ. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений»;

$\delta \rho$ - относительная погрешность измерений плотности нефти, %;

$\Delta T_\rho, \Delta T_V$ - абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях ее плотности и объема соответственно, °С;

- β - коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С (приложение А, ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений»);
- δN - предел допускаемой относительной погрешности ИВК;
- G - коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2\beta T_v}{1 + 2\beta T_\rho} \quad (2)$$

где T_v, T_ρ - температура нефти при измерениях ее объема и плотности, °С.

6.5.2.2 Относительная погрешность системы при измерении массы брутто нефти $\delta M_{бр}$ не должна превышать $\pm 0,25$ %.

6.5.3 Определение относительной погрешности системы при измерении массы нетто нефти.

6.5.3.1 Определение относительной погрешности системы при измерении массы нетто нефти проводят расчетным методом в соответствии с ГОСТ Р 8.595.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δM_n , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \times \sqrt{\left(\frac{\delta M_{бр}}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{мв}^2 + \Delta W_{мп}^2 + \Delta W_{xc}^2}{\left(1 - \frac{W_{мв} + W_{мп} + W_{xc}}{100}\right)^2}}, \quad (3)$$

- где $\Delta W_{мв}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %;
- $\Delta W_{мп}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, %;
- ΔW_{xc} - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %;
- $W_{мв}$ - максимальное значение массовой доли воды в нефти, %;
- $W_{мп}$ - максимальное значение массовой доли механических примесей в нефти, %;
- W_{xc} - максимальное значение массовой доли 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 Δ , %, вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \times r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (4)$$

где R и r - воспроизводимость и сходимости 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.

6.5.3.2 Относительная погрешность системы при измерениях массы нетто нефти δM_n не должна превышать $\pm 0,35 \%$.

7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке системы по форме приложения 1 «Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» утвержденные приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

На оборотной стороне свидетельства о поверке системы указывают диапазон измерений объемного расхода и пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти.

7.2 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности по форме приложения 2 «Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» утвержденные приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.