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

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель директора
по научной работе -
Заместитель директора по качеству
ФГУП «ВНИИР»

_____ В.А. Фафурин

« 22 » января 2016 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 728
ООО «Транснефть – Порт Приморск»

Методика поверки

МП 0386-14-2016

Казань
2016

РАЗРАБОТАНА	ФГУП «ВНИИР»
ИСПОЛНИТЕЛИ	Груздев Р.Н., Загидуллин Р.И.
УТВЕРЖДЕНА	ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 728 ООО «Транснефть – Порт Приморск» (далее – система) и устанавливает объём, порядок и методику проведения первичной и периодической поверок системы.

Интервал между поверками – 12 месяцев.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 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 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 Двунаправленная трубопоршневая поверочная установка для жидкостей фирмы «Daniel» (далее – ТПУ) с верхним пределом диапазона измерений объемного расхода 4000 $м^3$/ч и пределами допускаемой относительной погрешности ± 0,1 %.

2.2 Средства поверки, указанные в нормативных документах (НД) на методики поверки средств измерений (СИ), входящих в состав системы, приведенных в таблице 3 настоящей инструкции.

2.3 Допускается применять другие аналогичные по назначению средства поверки СИ утвержденных типов, если их метрологические характеристики не уступают указанным в данной инструкции.

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

– в области охраны труда – Трудовой кодекс Российской Федерации;

– в области промышленной безопасности – Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора № 101 от 12 марта 2013 г. «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»), Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ № 784 от 27 декабря 2012 г. «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»), а также другими действующими отраслевыми нормативными документами;

– в области пожарной безопасности – Федеральный закон Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»,

Постановление Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 г. № 390 «О противопожарном режиме» (вместе с «Правилами противопожарного режима в Российской Федерации»), СНиП 21.01-97 (с изм. № 1,2) «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

– в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей;

– в области охраны окружающей среды – Федеральный закон Российской Федерации от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ (ред. 12 марта 2014 г.) «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

4 Условия поверки

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

Характеристики системы и физико-химические показатели измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Соответствие физико-химические показателей измеряемой среды, указанных в таблице 2, проверяют по данным актов приема-сдачи нефти.

Таблица 2 – Характеристики системы и физико-химические показатели измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Диапазон измерений объемного расхода, $м^3/ч$	от 400 до 14400
Избыточное давление измеряемой среды, МПа, не более	1,6
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении массы нетто нефти, %	±0,35
Режим работы системы	периодический
Физико-химические показатели измеряемой среды	
Температура измеряемой среды, °С	от +5 до +40
Плотность измеряемой среды при температуре 20 °С и избыточном давлении, равном нулю, $кг/м^3$	от 850 до 895
Кинематическая вязкость измеряемой среды, $мм^2/с$ (сСт)	от 2 до 60
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, $мг/дм^3$, не более	100
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Массовая доля серы, %, не более	1,80
Массовая доля парафина, %, не более	6,0
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 эксплуатационно-технической документации на СИ, входящие в состав системы.

6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) системы.

6.2.1 Проверяют соответствие идентификационных данных ПО системы сведениям, приведенным в описании типа на систему.

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-03 (далее – ИВК) проводят в следующей последовательности:

– включить питание ИВК, если питание было выключено;

– дождаться после включения питания появления на дисплее ИВК основного меню или войти в основное меню;

– в основном меню выбрать пункт «ПРОСМОТР 2»;

– выбрать пункт меню «ВЕРСИЯ ПРОГРАММЫ»;

– на экране отобразятся идентификационные данные ПО.

6.2.3 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора системы «Rate АРМ оператора УУН» проводят в следующей последовательности:

– в верхней части главного окна программы необходимо нажать вкладку «Версия»;

– в открывшемся окне нажать вкладку «Получить данные по библиотеке», после чего отобразятся идентификационные данные.

6.3 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 покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих их применению;

– надписи и обозначения на компонентах системы должны быть четкими и соответствовать технической документации.

6.4 Опробование

6.4.1 Опробование проводят в соответствии с НД на методику 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, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 3 с учетом требований, предъявляемых к системе.

Таблица 3 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	НД
Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N с Ду 400 (далее – ТПР)	МИ 3287-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки»; МИ 3380-2012 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой»

Окончание таблицы 3 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	НД
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 в комплекте с преобразователями измерительными 644	МИ 2470-2000 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи измерительные 144, 244, 444, 644, 3144, 3244 MV к датчикам температуры с унифицированным выходным сигналом фирмы Fisher-Rosemount, США. Методика периодической поверки»; МП 14683-09 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи измерительные 248, 644, 3144P, 3244MV. Методика поверки»; ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи из платины, меди и никеля. Методика поверки»; МИ 2672-2005 «Рекомендация. ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии ATC-R исполнения «В» фирмы AMETEK Denmark A/S, Дания»
Преобразователи давления измерительные 3051	МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»; МП 14061-10 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки»
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее – ПП)	МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»;
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829	МИ 3119-2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки на месте эксплуатации» МИ 3302-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки»;
ИВК	МИ 2587-2005 «Рекомендация. ГСИ. Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03. Методика поверки»
Манометры для точных измерений типа МТИ; манометры деформационные с трубчатой пружиной серии 3	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	5Ш0.283.421 МП «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки»
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»

Счетчик жидкости турбинный CRA/MRT 97, установленный в блоке измерений показателей качества нефти, преобразователи давления измерительные 3051, предназначенные для измерений разности давлений, не участвующие в измерении массы нефти, подлежат калибровке не реже одного раза в год. При отсутствии методики калибровки калибровку проводят по методике поверки.

6.5.2 Определение относительной погрешности системы при измерении массы брутто нефти.

Относительную погрешность системы при измерении массы брутто нефти $\delta M_Б$, %, в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений» при косвенном методе динамических измерений и измерении объема нефти с применением ТПР и плотности нефти с применением ПП, ареометра или лабораторного плотномера при приведении результатов измерений объема и плотности нефти к стандартным условиям проводят по формуле

$$\delta M_Б = \pm 1{,}1 \times \sqrt{\delta_V{}^2 + G^2 \times (\delta_\rho^2 + \beta^2 \times 10^4 \times \Delta T_\rho^2) + \beta^2 \times 10^4 \times \Delta T_V^2 + \delta_N^2}\ , \qquad (1)$$

где δ_V – относительная погрешность измерений объема нефти, %. За δ_V принимают относительную погрешность ТПР.

G – коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \times \beta \times T_V}{1 + 2 \times \beta \times T_\rho}, \qquad (2)$$

где β – коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С (приложение А ГОСТ Р 8.595);

T_ρ, T_V – температура нефти на момент поверки при измерениях плотности и объема нефти соответственно,°С;

δ_ρ – пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности нефти с применением ПП, ареометра или лабораторного преобразователя плотности, %, вычисляют по формуле

$$\delta_\rho = \frac{\Delta\rho}{\rho_{min}} \times 100 \qquad (3)$$

где $\Delta\rho$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности ПП или ареометра, кг/м^3;

ρ_{min} – нижний предел рабочего диапазона плотности нефти, кг/м^3;

ΔT_ρ, ΔT_V – абсолютные погрешности измерений температуры T_ρ, T_V,°С;

δ_N – пределы допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов ИВК в значения массы брутто нефти, %.

Поверку ТПР на месте эксплуатации в рабочем диапазоне измерений объемного расхода выполняют в автоматизированном режиме с применением ТПУ.

Значения относительных и абсолютных погрешностей составляющих формулы (1) подтверждают свидетельствами об утверждении типа СИ и действующими свидетельствами о поверке.

Относительная погрешность системы при измерении массы брутто нефти не должна превышать ± 0,25 %.

6.5.3 Определение относительной погрешности системы при измерении массы нетто нефти.

Относительную погрешность системы при измерении массы нетто нефти $\delta M_Н$, %, вычисляют по формуле

$$\delta M_H = \pm 1{,}1 \times \sqrt{\left(\frac{\delta M_Б}{1{,}1}\right)^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{XC}^2 + \Delta W_{МП}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{XC} + W_{МП}}{100}\right)^2}}, \quad (4)$$

где ΔW_B – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в лаборатории, %, вычисляют по формуле (9);

При измерении объемной доли воды поточным влагомером вычисляется по формуле

$$\Delta W_B = \frac{\Delta\varphi_B \times \rho_B}{\rho_H^B} \quad (5)$$

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

ρ_B – плотность воды при условиях измерений φ_B, кг/м^3;

ρ_H^B – плотность нефти при условиях измерений φ_B, кг/м^3;

$\Delta W_{МП}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %;

ΔW_{XC} – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$\Delta W_{XC} = 0{,}1 \times \frac{\Delta\varphi_{XC}}{\rho_H^{XC}}, \quad (6)$$

где $\Delta\varphi_{XC}$ – абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм^3;

ρ_H^{XC} – плотность нефти при условиях измерений φ_{XC}, кг/м^3.

W_B – массовая доля воды в нефти, определенная в лаборатории, %;

При измерении объемной доли воды поточным влагомером массовая доля воды в нефти W_B вычисляется ИВК по формуле

$$W_B = \frac{\varphi_B \times \rho_B}{\rho_H^B}, \quad (7)$$

где φ_B – объемная доля воды в нефти, измеренная поточным влагомером, %;

$W_{МП}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %, определенная в лаборатории;

W_{XC} – массовая доля хлористых солей в нефти, %, определенная в лаборатории и вычисляемая по формуле

$$W_{XC} = 0{,}1 \times \frac{\varphi_{XC}}{\rho_H^{XC}}, \quad (8)$$

где φ_{XC} – массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм^3, определенная в лаборатории.

Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей в нефти определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580-2001 «ГСИ. Определение и применение показателей точности методов испытаний нефтепродуктов».

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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2 \times 0{,}5}}{\sqrt{2}}, \quad (9)$$

где R и r - воспроизводимость и сходимость метода определения соответствующего показателя качества нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477-65 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей», ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей».

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти не должна превышать ± 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, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденному приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.

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, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденному приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.