



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

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель ЦИ СИ –
Первый заместитель директора
по научной работе – Заместитель
директора по качеству


В.А. Фафурин
« 30 » ноября 2015 г.


ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 716
на ЛПДС «Унеча»

Методика поверки

МП 0308-14-2015

1р65045-16

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Груздев Р.Н., Загидуллин Р.И.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 716 на ЛПДС «Унеча» (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. Установка трубопоршневая поверочная двунаправленная (далее – ТПУ) с верхним пределом диапазона измерений объемного расхода 1900 м³/ч и пределами допускаемой относительной погрешности ± 0,05 %.

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 утвержденных типов, если их метрологические характеристики не уступают указанным в НД, приведенных в таблице 3 настоящей 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.

Для обеспечения бескавитационной работы преобразователей расхода жидкости турбинных HELIFLU TZ-N с Ду 250 модели 250-2000 устанавливают избыточное давление в трубопроводе после преобразователей расхода жидкости турбинных HELIFLU TZ-N с Ду 250 модели 250-2000 ($P^{наим}$, МПа) не менее значения, вычисляемого по формуле

$$P^{наим} = 2,06 \times P^n + 2 \times \Delta P, \quad (1)$$

где P^n – давление насыщенных паров, определенное в соответствии с ГОСТ 1756-2000 «Нефтепродукты. Методы определения давления насыщенных паров» при максимальной температуре нефти, МПа;

ΔP – разность давления на преобразователях расхода жидкости турбинных HELIFLU TZ-N с Ду 250 модели 250-2000, МПа (из эксплуатационной документации)

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

Соответствие физико-химических показателей измеряемой среды, указанным 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 300 до 17100
Избыточное давление измеряемой среды, МПа, не более	2,5
Физико-химические показатели измеряемой среды	
Температура измеряемой среды, °С	от +4 до +35
Плотность измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³	от 800 до 900
Кинематическая вязкость измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт)	от 5 до 40
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
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 контроллеры измерительно-вычислительные OMNI-6000 (далее – ИВК) проводят в следующей последовательности:

– нажимаем на контроллере кнопку статус, затем ввод, пролистываем меню до идентификационных данных 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 250 модели 250-2000 (далее – ТПР); счетчик (преобразователь) жидкости лопастной Ду 16”	МИ 3287-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки»

Продолжение таблицы 3 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	НД
Термопреобразователи сопротивления серии TR модификации 200 в комплекте с преобразователями вторичными T модификации T31	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи из платины, меди и никеля. Методика поверки»; «Преобразователи вторичные T, модификации: T12, T19, T20, T24, T31, T32, T42, выпускаемых фирмой «WIKA Alexander Wiegand GmbH & Co. KG», Германия. Методика поверки», утвержденной ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д. И. Менделеева» в мае 2003 г.
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 в комплекте с преобразователями измерительными 644 к датчику температуры	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи из платины, меди и никеля. Методика поверки»; 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»
Датчики температуры 644	Инструкция «Датчики температуры 644, 3144P фирм Rosemount Inc. США, Emerson Process Management Temperature GmbH, Германия, Emerson Process Management Asia Pacific Pte LTD, Сингапур. Методика поверки», утвержденная ФГУП ВНИИМС в августе 2008 г.
Преобразователи давления измерительные EJX	«Преобразователи давления измерительные EJX. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ВНИИМС в 2004 г.
Преобразователи давления измерительные 3051	МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Преобразователи плотности измерительные модели 7835 (далее – ПП)	МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 в комплекте с устройствами измерения параметров жидкости и газа модели 7951	МИ 3119-2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки на месте эксплуатации»
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»
ИВК	«Инструкция. ГСИ. Измерительно-вычислительные контроллеры Omni-6000, входящие в состав системы измерения количества и показателей качества нефти ОАО МН «Дружба». Методика поверки», утвержденной ГНМЦ ФГУП ВНИИР в 2005 г.
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»

Окончание таблицы 3 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	НД
Манометры для точных измерений типа МТИ; манометры показывающие для точных измерений МПТИ; манометры образцовые показывающие МО 160	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ (изготовленные после 01.07.2011 г.)	5ШО.283.421 МП «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки»

СИ, не участвующие в определении массы нефти или результаты измерений которых не влияют на погрешность измерений массы нефти, подлежат калибровке в соответствии с действующими НД, приведенными в таблице 4.

Таблица 4

Наименование СИ	НД
Преобразователи давления измерительные ЕЖХ (предназначенные для измерений дифференциального давления)	«Преобразователи давления измерительные ЕЖХ. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ВНИИМС в 2004 г.
Преобразователи давления измерительные 3051 (предназначенные для измерений дифференциального давления)	МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	МП РТ 1849-2014 «Расходомеры-счетчики ультразвуковой OPTISONIC 3400. Методика поверки»

6.5.2 Определение относительной погрешности системы при измерении массы брутто нефти.

Определение относительной погрешности системы при измерении массы брутто нефти δM_B , %, 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

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

где δ_V – пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема нефти с применением ТПР, %;

G – коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \times \beta \times T_V}{1 + 2 \times \beta \times T_\rho}, \quad (3)$$

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 плотномера, %, определяются по формуле

$$\delta_\rho = \frac{\Delta\rho}{\rho_{\min}} \times 100 \quad (4)$$

где $\Delta\rho$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности ПП, ареометра или лабораторного плотномера, кг/м³;

ρ_{\min} – нижний предел рабочего диапазона плотности нефти, кг/м³;

$\Delta T_\rho, \Delta T_V$ – 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, %.

Значения относительных и абсолютных погрешностей составляющих формулы (2) подтверждают свидетельства об утверждении типа СИ и действующими свидетельствами о поверке.

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

6.5.3 Определение относительной погрешности системы при измерении массы нетто нефти.

Относительную погрешность системы при измерении массы нетто нефти δM_H , %, определяют по формуле

$$\delta M_H = \pm 1,1 \times \sqrt{\left(\frac{\delta M_B}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{XC}^2 + \Delta W_{МП}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{XC} + W_{МП}}{100}\right)^2}}, \quad (5)$$

где ΔW_B – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в лаборатории, %, вычисляется по формуле (8);

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

ΔW_{XC} – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %, вычисляемые 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/дм³;

ρ_H^{XC} – плотность нефти при условиях измерений φ_{XC} , кг/м³;

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

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

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

$$W_{XC} = 0,1 \times \frac{\varphi_{XC}}{\rho_H}, \quad (7)$$

где $\varphi_{хс}$ – массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³, 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 $P = 0,95$ и двух измерений соответствующего показателей качества нефти абсолютную погрешность его измерений вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2} \times 0,5}{\sqrt{2}}, \quad (8)$$

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 системы при измерении массы нетто нефти 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, 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.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

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