

ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ –
ФИЛИАЛ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИТАРНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ
«ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ
им.Д.И.МЕНДЕЛЕЕВА»
ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора по развитию

А.С. Тайбинский



«20» августа 2020 г.

Государственная система обеспечения единства измерений
СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ
НЕФТИ СЫРОЙ № 2033

Методика поверки

МП 1151-9-2020

Начальник отдела НИО-9
К.А. Левин
Тел. отдела: (843)272-01-91

Казань
2020

РАЗРАБОТАНА	ВНИИР – филиалом ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»
ИСПОЛНИТЕЛИ	Ахметзянова Л.А.
УТВЕРЖДЕНА	ВНИИР – филиалом ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой № 2033 (далее – система), предназначенную для автоматизированных измерений массы и параметров нефти сырой при учетных операциях между ООО «МНКТ» и НГДУ «Нурлатнефть» ПАО «Татнефть».

Поверку СИКНП 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. Фактический диапазон расхода не может превышать указанного в описании типа.

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

Интервал между поверками – один год.

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
Внешний осмотр	6.1	Да	Да
Проверка соответствия программного обеспечения (ПО)	6.2	Да	Да
Опробование	6.3	Да	Да
Определение метрологических характеристик	6.4	Да	Да

2 Средства поверки

2.1 Основные средства поверки системы

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 счетчиков-расходомеров массовых, входящих в состав системы, в рабочем диапазоне измерений.

2.1.2 При осуществлении поверки средств измерений (далее – СИ), входящих в состав СИКНС, применяются средства поверки, указанные в их описании типа.

2.1.3 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых средств измерений с требуемой точностью.

2.1.4 Все применяемые эталоны должны быть поверены или 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 сырой.

Таблица 2 – Метрологические и технические характеристики системы и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть сырая
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 5 до 40
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0,3 до 2,5
Диапазон измерений температуры, °С	от +10 до +50
Диапазон кинематической вязкости нефти, мм ² /с (сСт)	от 50 до 200
Диапазон плотности сырой нефти, кг/м ³	от 900 до 950
Плотность пластовой воды, кг/м ³	1160
Объемная доля воды в сырой нефти, %, не более	5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	2900
Содержание растворенного газа, м ³ /м ³ , не более	1,0
Содержание свободного газа, %, не более	0,2
Плотность попутного нефтяного газа при стандартных условиях (давление 101325 Па, температура +20 °С), кг/м ³	1,3
Параметры электрического питания: - напряжение, В - частота, Гц	380±38 (трехфазное); 220±22 (однофазное) 50±1

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 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.

6.2 Проверка соответствия ПО системы

6.2.1 Идентификационные данные автоматизированного рабочего места (далее – АРМ) оператора отображены на информационном табло, расположенном в правом нижнем углу мнемосхемы АРМ «Сфера».

6.2.2 Проверка идентификационных данных ПО контроллеров измерительно-вычислительных OMNI-6000 (основной/резервный):

Для определения идентификационных данных необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры для обоих контроллеров (основного и резервного).

С помощью кнопок на передней панели контроллера перейти из главного меню в меню «System settings», затем «Module S-ware H-ware». На экране контроллера появится меню, в котором указаны номер версии и контрольная сумма CRC-16 флэш-памяти контроллера, хранящей операционную систему.

6.2.3 Идентификационные данные ПО программного комплекса автоматизированного рабочего места оператора (АРМ «Сфера») отображены на информационном табло, расположенном в правом нижнем углу мнемосхемы АРМ «Сфера».

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

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	ПО контроллера измерительного OMNI 6000 (основной)	ПО контроллера измерительного OMNI 6000 (резервный)	АРМ программного комплекса «Сфера»	
Идентификационное наименование ПО	-	-	metrolog.dll	mDLL.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	27.74.30	27.74.30	1.0.0.0	1.2.5.16
Цифровой идентификатор ПО	DCF6	DCF6	7cd119f3c91 15b250a601b 7cad6c61b4d	ef9f814ff418 0d55bd94d0 debd230d76
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16	CRC16	MD5	MD5

6.3 Опробование

6.3.1 Опробование проводят в соответствии с НД на поверку СИ, входящих в состав системы.

6.3.2 Проверяют действие и взаимодействие компонентов системы в соответствии с руководством по эксплуатации системы, возможность получения отчета.

6.3.3 Проверяют герметичность системы.

На элементах и компонентах системы не должно быть следов протечек нефти сырой.

6.4 Определение метрологических характеристик

6.4.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы

Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы, проводят в соответствии с документами на методики поверки, указанными в описании типа.

Периодичность поверки СИ, входящих в состав СИКНС в соответствии с документами на методики поверки.

6.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы нефти сырой

За погрешность измерений массы сырой нефти при прямом методе динамических измерений принимают предел допускаемой относительной погрешности измерений СРМ $\pm 0,25\%$ для рабочих СРМ, $\pm 0,2\%$ для контрольно-резервного СРМ, применяемого в качестве контрольного.

6.4.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти $\delta M_H, \%$:

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

- где δM_C – относительная погрешность измерений массы сырой нефти СРМ, %;
- ΔW_{CG} – абсолютная погрешность измерений массовой доли свободного газа, %;
- ΔW_{PG} – абсолютная погрешность измерений массовой доли растворенного газа, %;
- ΔW_B – абсолютная погрешность определения массовой доли воды, %;
- ΔW_{XC} – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей, %;
- $\Delta W_{МП}$ – абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей, %.

Абсолютную погрешность измерений массовой доли свободного газа $\Delta W_{CG}, \%$, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{CG} = \pm \frac{\Delta \varphi_{CG} \cdot \rho_G}{\left(1 - \frac{\varphi_{CG}}{100}\right) \left[\left(1 - \frac{\varphi_B}{100}\right) \cdot \rho_H^{PG} + \frac{\varphi_B}{100} \cdot \rho_B \right] + \frac{\varphi_{CG} \cdot \rho_G}{100}}, \quad (2)$$

- где $\Delta \varphi_{CG}$ – абсолютная погрешность измерений содержания свободного газа в сырой нефти, определяемая по МИ 2575-2000, $\text{м}^3/\text{м}^3$, или другой, аттестованной в установленном порядке, методике измерений.

Абсолютную погрешность измерений массовой доли растворенного газа $\Delta W_{PG}, \%$, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{PG} = \pm \frac{\Delta \varphi_{PG} \cdot \rho_G^{CY}}{\left(1 - \frac{\varphi_B}{100}\right) \cdot \rho_H^{PG} + \frac{\varphi_B}{100} \cdot \rho_B} \cdot 100\%, \quad (3)$$

- где $\Delta \varphi_{PG}$ – абсолютная погрешность измерений содержания растворенного газа в сырой нефти, определяемая по МИ 2575-2000, $\text{м}^3/\text{м}^3$, или другой, аттестованной в установленном порядке, методике измерений;

Абсолютную погрешность определения массовой доли воды при измерении объемной доли воды ВП $\Delta W_B, \%$, вычисляют по формуле

$$\Delta W_B = \pm \frac{\Delta \varphi_B \cdot \rho_B}{\left(1 - \frac{\varphi_B}{100}\right) \cdot \rho_H^{PG} + \frac{\varphi_B}{100} \cdot \rho_B}, \quad (4)$$

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

Абсолютную погрешность определения массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти ΔW_{XC} , %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{XC} = \pm 0,1 \cdot \frac{\Delta\varphi_{XC}}{\rho_H^{XC}}, \quad (5)$$

где $\Delta\varphi_{XC}$ – абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм³ (г/м³).

Абсолютные погрешности измерений массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти и массовой доли воды в испытательной лаборатории определяют в соответствии с ГОСТ 33701-2015.

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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (6)$$

где R – предел воспроизводимости метода определения параметра;

r – предел сходимости метода определения показателей параметра.

Значения R и r приведены в ГОСТ 6370-83, ГОСТ 21534-76, ГОСТ 2477-2014.

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

Систему считают выдержавшей испытания, если:

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти, %:

при определении массовой доли воды по результатам измерений поточного влагомера при содержании объемной доли воды в сырой нефти не более 5 %: $\pm 0,35$ %.

при определении массовой доли воды по результатам измерений объемной доли в испытательной лаборатории по ГОСТ 2477-2014:

- при содержании объемной доли воды в сырой нефти до 2 %: $\pm 0,35$ %;

- при содержании объемной доли воды в сырой нефти свыше 2 % до 5 %: $\pm 0,58$ %.

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 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.