

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И  
МЕТРОЛОГИИ

Федеральное государственное унитарное предприятие  
«Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии»  
Государственный научный метрологический центр  
ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДАЮ  
Заместитель директора по развитию  
А.С. Тайбинский  
«11» июля 2018 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ НЕФТИ СЫРОЙ НА ДНС  
«МАКАРИХИНСКАЯ» СРЕДНЕ-МАКАРИХИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Методика поверки

МП 0866-9-2018

Начальник отдела НПО-9  
К.А. Левин  
Тел. отдела: (843)273-28-96

г. Казань  
2018

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Ахметзянова Л.А.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой на ДНС «Макарихинская» Средне-Макарихинского месторождения (далее – система), предназначенную измерений в автоматизированном режиме массы и параметров нефти сырой, сдаваемой ООО «РН-Северная нефть» в межпромысловый нефтепровод «ДНС Макариха-ПК 102».

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 при поверке

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1	Да	Нет
Проверка идентификации и защиты 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

Применяются следующие средства поверки:

- эталоны с диапазоном измерений расхода, соответствующим поверяемому расходомеру и пределами допускаемой относительной погрешности не более  $\pm 0,1\%$  в соответствии с приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»;

- средства поверки, указанные в документах на методики поверки соответствующих средств измерений (далее – СИ), перечисленных в таблице 4.

### 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 характеристики
Диапазон измерений расхода, м <sup>3</sup> /ч (т/ч)	от 33 (30) до 98 (90)
Измеряемая среда	нефть сырая
Диапазон плотности обезвоженной дегазированной нефти при 20°C и избыточном давлении, равном нулю, кг/м <sup>3</sup>	от 875 до 920
Плотность пластовой воды при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	1165
Кинематическая вязкость нефти, мм <sup>2</sup> /с (сСт)	
- при +50 °С	20
- при +20 °С	170
Давление сырой нефти избыточное, МПа	
- рабочее	3,0
- минимально допустимое	0,5
- максимально допустимое	6,3
Диапазон температуры сырой нефти, °С	+30 до +70
Диапазон массовой (объемной) доли воды в сырой нефти, %	от 13 (10) до 50 (42,6)
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	1000
Содержания свободного газа, %	отсутствует
Режим работы системы	непрерывный

## 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 Проверка комплектности технической документации

Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и эксплуатационно-технической документации на СИ, входящие в состав системы.

### 6.2 Проверка идентификации и защиты ПО системы.

6.2.1 Для проверки идентификационных данных (признаков) ПО системы, необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры для обоих контроллеров измерительно-вычислительных OMNI 6000 (основного и резервного):

Вывод контрольных сумм и версии ПО ИВК «OMNI 6000» на ЖК монитор ИВК осуществляется нажатием клавиш «Status» и «Enter» на лицевой панели контроллера

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

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	ПО контроллера измерительно-вычислительного OMNI 6000 (основной)	ПО контроллера измерительно-вычислительного OMNI 6000 (резервный)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	24.75.10	24.75.10
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	64E0	64E0



### 6.3 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.

### 6.4 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 руководством по эксплуатации системы, возможность получения отчета.

6.4.3 Проверяют герметичность системы.

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

### 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 4.

Таблица 4 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Нормативные документы
Расходомеры массовые Promass 83F (далее – РМ)	МП 15201-11 «ГСИ. Расходомеры массовые Promass. Методика поверки»
Влагомеры сырой нефти ВСН-2	МП 0016-2-2012 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры сырой нефти ВСН-2. Методика поверки»
Датчики давления Метран-150	МП4212-012-2013 «Датчики давления Метран-150. Методика поверки»
Преобразователи температуры Метран-280	МИ 280.01.00-2013 «Преобразователи температуры Метран-280, Метран-280-Ех. Методика поверки»
Преобразователи плотности и расхода CDM	МП 02-221-2015 «ГСИ. Преобразователи плотности и расхода CDM. Методика поверки»
Термометры электронные «ЕхТ-01/1»	ТКЛШ 2.822.001 МП Термометры электронные «ЕхТ-01/1». Методика поверки»
Контроллеры измерительно-вычислительные OMNI 6000	МИ 3156-2008 «ГСИ. Измерительно-вычислительные контроллеры OMNI 6000, OMNI 3000, входящие в состав систем измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов. Методика поверки»
Счетчик нефти турбинный МИГ	БН.10-02РЭ «Счетчики нефти турбинные МИГ. Руководство по эксплуатации», раздел 3.2 «Методика поверки»
Манометры показывающие для точных измерений	5Ш0.283.421 МП «ГСИ. Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки»

Периодичность поверки СИ, входящих в состав системы в соответствии с описанием типа.

Датчики давления, манометры, предназначенные для измерений разности давления и счетчик нефти турбинный МИГ, установленный в блоке контроля параметров нефти сырой, подлежат калибровке или поверке.

### 6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы нефти сырой

За погрешность измерений массы сырой нефти принимают предел допускаемой относительной погрешности измерений  $\text{PM} \pm 0,25 \%$  для рабочих  $\text{PM}$ ,  $\pm 0,2 \%$  для контрольно-резервного  $\text{PM}$ , применяемого в качестве контрольного.

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

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

где  $\delta M$  – относительная погрешность измерений массы сырой нефти, %;  
 $\Delta W_B$  – абсолютная погрешность определений массовой доли воды, %;  
 $\Delta W_{XC}$  – абсолютная погрешность определений массовой доли хлористых солей, %;  
 $\Delta W_{МП}$  – абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей, %.

Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды вычисляют по формуле

$$\Delta W_B = \pm \frac{\Delta \varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_{ж}}, \quad (2)$$

где  $\Delta \varphi_B$  – абсолютная погрешность измерений объемной доли воды влагомером;  
 $\rho_B$  – плотность пластовой воды при рабочих условиях,  $\text{кг/м}^3$ ;  
 $\rho_{ж}$  – плотность сырой нефти, измеренная плотномером,  $\text{кг/м}^3$ .

Сходимость метода определения концентрации хлористых солей  $r_{XCM}$ ,  $\text{мг/дм}^3$ , по ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей» переводят в % масс.,  $r_{XC}$  по формуле

$$r_{XC} = \frac{0,1 \cdot r_{XCM}}{\rho_n}, \quad (3)$$

где  $\rho_n$  – плотность обезвоженной дегазированной нефти при условиях определения концентрации хлористых солей,  $\text{кг/м}^3$ .

Воспроизводимость  $R_{XC}$ , % масс. принимают равной удвоенному значению  $r_{XC}$ .

Пределы абсолютной погрешности определений массовой доли хлористых солей, %, вычисляют в соответствии с ГОСТ Р 8.580 -2001 «ГСИ. Определение и применение показателей прецизионности методов испытаний нефтепродуктов» по формуле

$$\Delta W_{XC} = \sqrt{\frac{R_{XC}^2 - 0,5 \cdot r_{XC}^2}{2}}, \quad (4)$$

где  $R_{XC}$  и  $r_{XC}$  – значения воспроизводимости и сходимости метода определения хлористых солей по ГОСТ 21534-76, выраженные в % масс.

Пределы абсолютной погрешности определений массовой доли механических примесей, %, вычисляют в соответствии с ГОСТ Р 8.580 -2001 «ГСИ. Определение и применение показателей прецизионности методов испытаний нефтепродуктов» по формуле

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

где  $R_{XC}$  и  $r_{XC}$  – значения воспроизводимости и сходимости метода определения механических примесей по ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей», %.



Результаты поверки считаются положительными, если полученные значения не превышают пределов допускаемой относительной погрешности измерений:

- при измерении массы нетто сырой нефти при объемной доле воды в сырой нефти от 10 до 20 %:  $\pm 1,5 \%$ ;

- при измерении массы нетто сырой нефти при объемной доле воды в сырой нефти от 20 до 46 % (при массовой доле воды не более 50 %):  $\pm 2,1 \%$ .

## **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, свидетельство о поверке аннулируют 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.