

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И
МЕТРОЛОГИИ

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

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора по развитию
А.С. Тайбинский
«11» ноября 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 НИО-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.

Таблица 1 – Операции при поверке

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первой 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 соблюдаются 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 соблюдаются 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 ³ /ч (т/ч)	от 33 (30) до 98 (90)
Измеряемая среда	нефть сырья
Диапазон плотности обезвоженной дегазированной нефти при 20°C и избыточном давлении, равном нулю, кг/м ³	от 875 до 920
Плотность пластовой воды при 20 °C, кг/м ³	1165
Кинематическая вязкость нефти, мм ² /с (сСт)	
- при +50 °C	20
- при +20 °C	170
Давление сырой нефти избыточное, МПа	
- рабочее	3,0
- минимально допустимое	0,5
- максимально допустимое	6,3
Диапазон температуры сырой нефти, °C	+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 ³ , 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):

Выход 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-Ex. Методика поверки»
Преобразователи плотности и расхода СДМ	МП 02-221-2015 «ГСИ. Преобразователи плотности и расхода СДМ. Методика поверки»
Термометры электронные «ExT-01/1»	ТКЛШ 2.822.001 МП Термометры электронные «ExT-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 РМ $\pm 0,25\%$ для рабочих РМ, $\pm 0,2\%$ для контрольно-резервного РМ, применяемого в качестве контрольного.

6.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти δM_H , %:

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

где δM – относительная погрешность измерений массы сырой нефти, %;
 ΔW_B – абсолютная погрешность определений массовой доли воды, %;
 ΔW_{XC} – абсолютная погрешность определений массовой доли хлористых солей, %;
 ΔW_{MP} – абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей, %.

Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды вычисляют по формуле

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

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

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

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

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

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

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

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.