

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

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель ГЦИ СИ –
Первый заместитель директора
по научной работе –
Заместитель директора по качеству
ФГУП «ВНИИР»



В.А. Фафурин

« 16 » января 2015 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений
Система измерений количества и параметров нефти сырой № 2055
при УПС-1640 НГДУ «Бавлынефть» ОАО «Татнефть».

Методика поверки
МП 0245-9-2015

н.р. 61044-15

Казань
2015 г.

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Левин К.А., Тонконог М.И.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на «Систему измерений количества и параметров нефти сырой при УПС-1640 НГДУ «Бавлынефть» ОАО «Татнефть» (далее – система), предназначенную для автоматизированных измерений количества и параметров сырой нефти Сабанчинского месторождения НГДУ «Бавлынефть» ОАО «Татнефть», и устанавливает методику ее первичной и периодической поверок.

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 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 (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

2.1. Используют средства поверки, указанные в документах на методики поверки соответствующих СИ, перечисленных в таблице 4.

3. Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

– ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», а также другими действующими отраслевыми нормативными документами (НД);

– правилами безопасности при эксплуатации используемых средств измерений (далее – 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 всех СИ должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Соответствие характеристик измеряемой среды указанным в таблице 2 проверяют по данным актов приема-сдачи сырой нефти.

Т а б л и ц а 2. Метрологические и технические характеристики системы измерений

| Наименование характеристики | Значение |
|---------------------------------------|--------------|
| Диапазон измерений расхода нефти, т/ч | от 30 до 250 |

| Наименование характеристики | Значение |
|---|----------------|
| Режим работы СИКН | периодический |
| Измеряемая среда | сырая нефть |
| Рабочее давление нефти, МПа | от 0,2 до 1,5 |
| Температура измеряемой среды, °C | от 5 до 25 |
| Плотность измеряемой среды при 20 °C, кг/м ³ | от 870 до 1150 |
| Массовая доля воды, не более, % | 5,0 |
| Содержание свободного и растворенного 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 ПО системы

6.2.1. Должно быть установлено соответствие идентификационных данных ПО системы сведениям, приведенным в описании типа на систему.

6.2.2. Определение идентификационных данных ПО контроллера измерительно-вычислительного OMNI 6000 проводят в соответствии с его руководством пользователя в следующей последовательности:

- на панели контроллера нажать кнопку «STATUS», затем сразу же кнопку «ENTER»
- нажатиями кнопки «↓» вызвать на экране контроллера идентификационные данные его ПО.

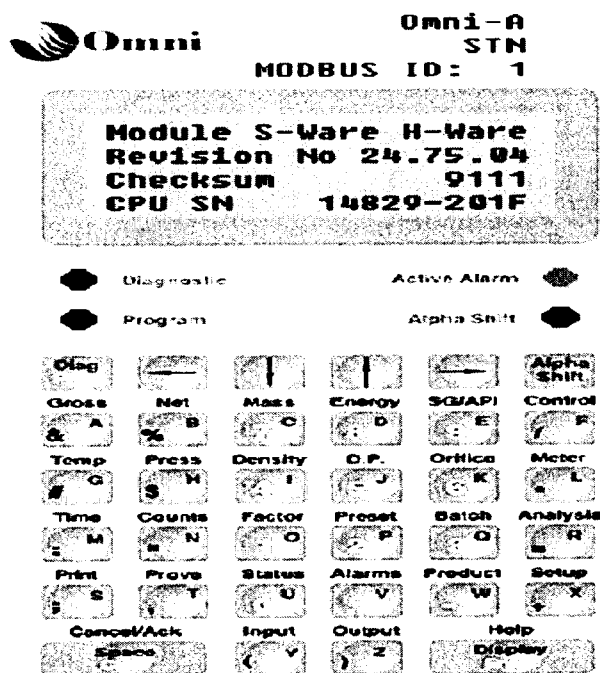


Рис 1. Просмотр идентификационных данных ПО контроллера измерительно-вычислительного OMNI 6000

6.2.3. Определение идентификационных данных ПО «Rate APM оператора УУН» проводят в соответствии с руководством пользователя «RATE APM оператора УУН» в следующей последовательности:

- необходимо зайти в меню «О программе»;

- в диалоговом окне «О программе» открыть меню «Получить сведения по библиотеке»;
- в окне «Получить сведения по библиотеке» запустить программу «...получить данные...».

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

Т а б л и ц а 3. Идентификационные данные ПО системы:

| Идентификационные данные (признаки) | Значение | |
|--|------------------|--|
| | ИБК OMNI 6000 | ПО «Rate APM оператора УУН» |
| Идентификационное наименование ПО | ПО ИБК OMNI 6000 | «RATE APM оператора УУН» РУУН 2.3-11 АВ |
| Номер версии (идентификационный номер ПО) | 24.75.04 | 2.3.1.1 |
| Цифровой идентификатор ПО | 9111 | B6D270DB |

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 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 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 жидкости и запотевания сварных швов.

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 3.

Т а б л и ц а 4 – СИ и методики их поверки

| Наименование СИ | НД |
|--|---|
| Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF400 | МИ 3189-2009 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы «Emerson Process Management»; МП 0067-1-2013 «ГСИ. Расходомеры-счетчики. Методика поверки с применением установки поверочной УЭПМ-АТ»; МИ 3313-2011 «ГСИ. Счётчики-расходомеры массовые. Методика поверки с помощью эталонного счётчика-расходомера массового» «Рекомендация. ГСИ. Счетчики расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки.» (утверждена ВНИИМС 25.07.2010) |
| Датчики температуры 644 | Инструкция «Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки» |
| Датчики давления | МИ 4212-012-2006 «Датчики давления Метран-150. Методика |

| | |
|---|--|
| Метран-150 | поверки» |
| Влагомеры поточные L | «Инструкция. ГСИ. Влагомеры поточные моделей L и F фирмы «Phase Dynamics, Inc.» 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». |
| Термометры стеклянные лабораторные ТЛ-4м серии «Labtex» | ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки» |
| Манометры для точных измерений МТИ | МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягомеры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки» |

Преобразователи давления, предназначенные для измерения разности давления на фильтрах, подлежат калибровке.

6.5.2. Определение относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти системой.

6.5.2.1. Относительную погрешность измерений массы нетто сырой нефти δM_H , %, определяют расчетным путем в соответствии с методикой измерений «ГСИ. Масса нефти сырой. Методика измерений с применением системы измерений количества и параметров нефти сырой при УПС-1640 НГДУ «Бавлынефть» ОАО «Татнефть» (свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00257-2013/15109-14 от 15.08.2014, номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2014.18657) по формуле

$$\delta M_H = \pm 1,1 \sqrt{\delta M_C^2 + \left(\frac{\Delta W_e}{1 - \frac{W_e}{100}} \right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{мп}}{1 - \frac{W_{мп}}{100}} \right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{xc}}{1 - \frac{W_{xc}}{100}} \right)^2}, \quad (1)$$

где δM_C – относительная погрешность измерений массы сырой нефти, %;

ΔW_e – абсолютная погрешность определения массовой доли воды, %;

W_e – массовая доля воды, %, определяемая в аккредитованной испытательной лаборатории либо по результатам измерений объемной доли воды поточным влагомером;

$\Delta W_{мп}$ – абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей %;

$W_{мп}$ – массовая доля механических примесей, %, определяемая в аккредитованной испытательной лаборатории;

ΔW_{xc} – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей, %

W_{xc} – массовая доля хлористых солей, %, определяемая в аккредитованной испытательной лаборатории.

Абсолютные погрешности измерений массовой доли воды, массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей в сырой нефти по лабораторному методу определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580-2001 «ГСИ. Определение и применение показателей прецизионности методов испытаний нефтепродуктов».

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

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

где R и r - воспроизводимость и сходимость метода определения соответствующего параметра сырой нефти.

Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ГОСТ 2477-65 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды»;
- для массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей»;
- для массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей».

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

6.5.2.2. Относительная погрешность измерений массы нетто сырой нефти системой не должна превышать:

$\pm 0,35$ % при измерении массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды по результатам измерений объемной доли воды с влагомера поточного модели «L» фирмы «Phase Dynamics», %;

$\pm 0,5$ % при измерении массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды в испытательной лаборатории.

7. Оформление результатов поверки

7.1. При положительных результатах поверки системы оформляют свидетельство о поверке системы по форме Приложения 1 ПР 50.2.006-94 «ГСИ. Порядок проведения поверки средств измерений».

7.2. При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с ПР 50.2.006.