

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

2014 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений
Система измерений количества и параметров нефти сырой
Южно-Торавейского месторождения.

Методика поверки
МП 0157-9-2014

Казань
2014 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 Южно-Торавейского месторождения» (далее – система), принадлежащую ООО «Енисей» и предназначенную для автоматического измерения массы и параметров нефти сырой при проведении учетно-расчетных операций при сдаче сырой нефти принимающей стороне ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» сдающей стороной ООО «Енисей» при осуществлении торговли и товарообменных операций, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, 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 Установка поверочная автоматизированная УПСЖ 400/ВМ (далее – ПУ), диапазон воспроизводимого расхода от 0,01 до 400 м³/ч, основная относительная погрешность при измерении массы или объема весовыми устройствами и использовании импульсных измерительных каналов $\pm 0,05$ %.

2.2 Калибратор температуры модели АТС 156 В, диапазон воспроизводимых температур от минус 20 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,04$ °С;

2.3 Калибратор многофункциональный модели ASC300-R: внешний модуль давления – нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 1,03424 бар (15 psi), пределы допускаемой основной погрешности $\pm 0,025$ % от верхнего предела измерений; внешний модуль давления – нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 206 бар, пределы допускаемой основной погрешности $\pm 0,025$ % от верхнего предела измерений;

2.4 Государственный первичный специальный эталон единицы объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов ГЭТ 87-2011. Диапазон значений влагосодержания смеси нефть-вода, в котором воспроизводится единица объемного влагосодержания, составляет: 0,01 ÷ 99,9 % объемной доли воды;

2.5 Устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений силы постоянного тока ± 3 мкА в диапазоне от 0,5 до 20 мА, пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведений частоты и периода следования импульсов

$\pm 5 \times 10^{-4}$ в диапазоне от 0,1 до 15000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений количества импульсов в пачке ± 2 имп. в диапазоне от 20 до 5×10^8 имп.

2.6 Допускается использование Государственного первичного эталона единицы расхода жидкости ГЭТ 63-2011.

2.7 Допускается применение передвижной поверочной установки малой вместимости калиброванного участка I-го разряда (далее – компакт-пруверы) в комплекте с поточным преобразователем плотности (далее – ПП) с пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,05\%$.

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, за исключением расходомеров массовых Promass модели 83F (далее - РМ).

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 – Характеристики системы и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть сырая
Количество измерительных линий, шт.	3 (1 - рабочая, 1 – резервная, 1 – контрольная)
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч	От 9 до 85
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	От плюс 20 до плюс 45
Давление измеряемой среды, МПа - рабочее - максимальное	От 2 до 3 4
Диапазон плотности измеряемой среды, кг/м ³	От 850 до 988
Диапазон кинематической вязкости измеряемой среды, сСт	От 17 до 45
Массовая доля воды, %, не более	10
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая доля парафина, %, не более	6
Содержание свободного газа	отсутствует
Массовая доля серы, %, не более	3
Концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля сероводорода, млн. ⁻¹ (ppm), не более	100
Массовая доля метил и этилмеркаптанов в сумме, млн. ⁻¹ (ppm), не более	100

Окончание таблицы 2 – характеристики системы и измеряемой среды.

Наименование характеристики	Значение характеристики
Режим работы системы	непрерывный
Параметры электропитания:	
– напряжение переменного тока, В	380, 3-х фазное, 50 Гц 220±22, однофазное, 50 Гц
Климатические условия эксплуатации системы:	
– максимальная температура окружающего воздуха, °С	34
– минимальная температура окружающего воздуха, °С	минус 55
– температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, °С	от 5 до 34

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.

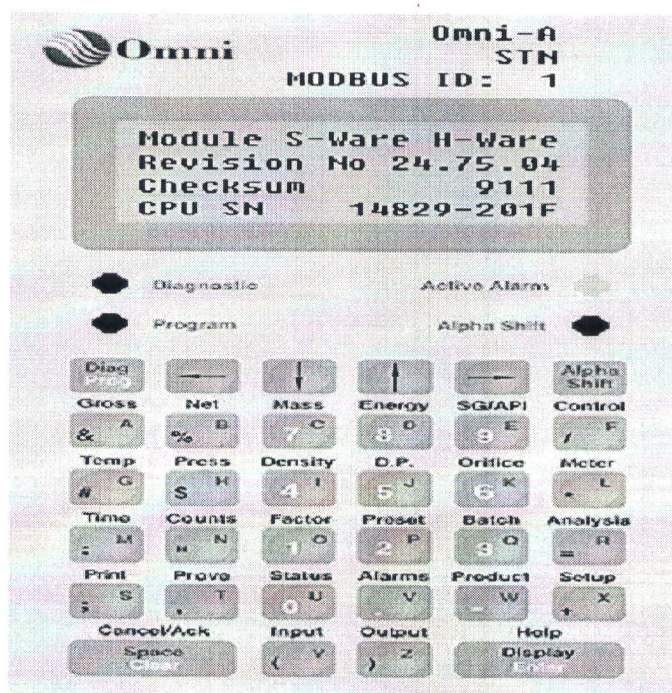


Рис 1. Просмотр идентификационных данных ПО контроллера измерительно-вычислительного OMNI 6000

6.2.3 Определение идентификационных данных ПО «ОЗНА-Flow» проводят в

соответствии с технической документацией на ПО «ОЗНА-Flow» следующим образом:

- нажать в верхнем правом углу кнопку «МЕНЮ»
- выбрать пункт «О ПРОГРАММЕ»
- считать из раскрывшегося информационного окна идентификационные данные о

ПО.

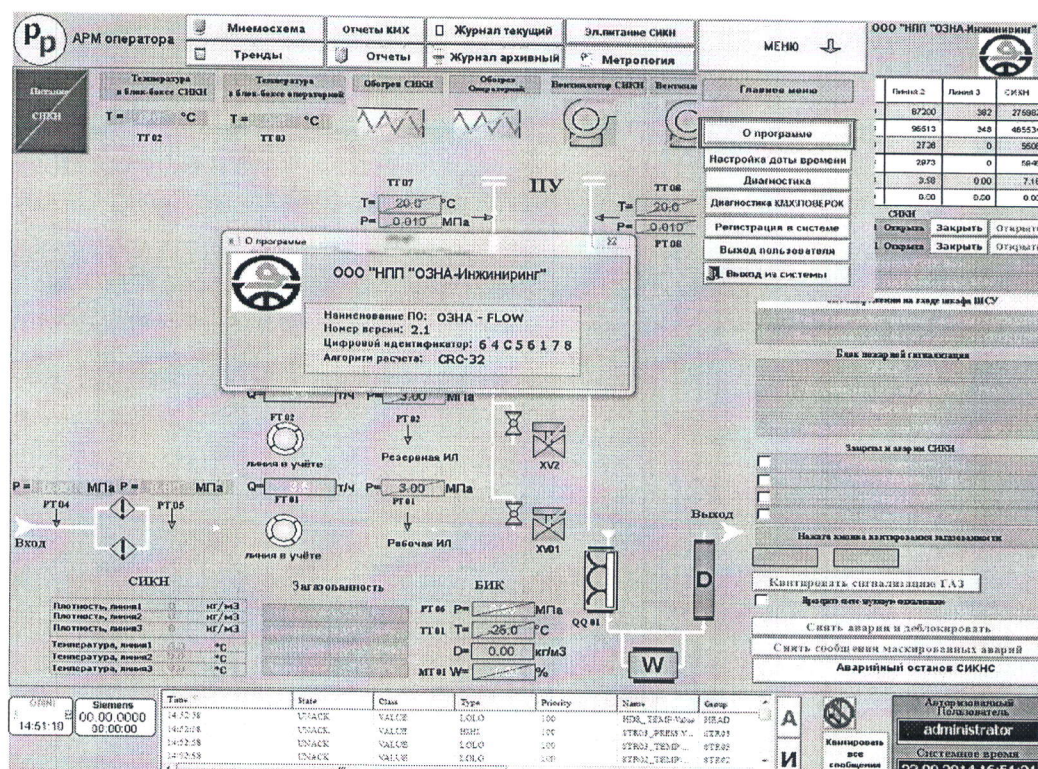


Рис. 2. Просмотр идентификационных данных ПО «OZNA-Flow»

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		
Идентификационное наименование ПО	OMNI 6000 основной	OMNI 6000 резервный	ОЗНА - FLOW
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Revision No 24.75.04	Revision No 24.75.04	2.1
Цифровой идентификатор ПО	9111	9111	64C56178
Другие идентификационные данные (если имеются)	-		

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 3 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	НД
РМ	МИ 3272-2010 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности» или приложение А настоящей методики
Термопреобразователи сопротивления платиновый серии TR	МП 49519-12 «Термопреобразователи сопротивления платиновые серий TR, TST. Методика поверки»
Преобразователи давления измерительные Cerabar M (PMP)	«Преобразователи давления и уровня измерительные Cerabar, Deltabar и Waterpilot производства фирмы «Endress+Hauser GmbH+Co.KG», Германия»
Влагомер поточный ВСН-2-ПП-100-10 (далее – ВП)	«Инструкция. ГСИ. Влагомеры сырой нефти ВСН-2. Методика поверки. МП 0016-2-2012»
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 ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 № 2	ГОСТ 8.279 «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.

6.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти системой.

6.5.3.1 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой проводят расчетным методом в соответствии с «ГСИ. Масса сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой Южно-Торавейского месторождения» (утверждена ФГУП «ВНИИР» 25.12.13, свидетельство об аттестации № 01.00257-2008/36109-13 от 25.12.13, номер ФР.1.29.2014.18045).

Относительную погрешность измерений массы нетто сырой нефти δM_n , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_{\text{н}} = \pm 1,1 \sqrt{\delta M_{\text{с}}^2 + \left(\frac{\Delta W_{\text{в}}}{1 - \frac{W_{\text{в}}}{100}} \right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{\text{мп}}}{1 - \frac{W_{\text{мп}}}{100}} \right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{\text{хс}}}{1 - \frac{W_{\text{хс}}}{100}} \right)^2}, \quad (1)$$

- где
- $\Delta W_{\text{в}}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в системе, %;
 - $\Delta W_{\text{мп}}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в системе, %;
 - $\Delta W_{\text{хс}}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в системе, %;
 - $W_{\text{в}}$ - максимальное значение массовой доли воды в системе, %;
 - $W_{\text{мп}}$ - максимальное значение массовой доли механических примесей в системе, %;
 - $W_{\text{хс}}$ - максимальное значение массовой доли хлористых солей в системе, %.

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.

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

- при измерении массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды по результатам измерений объемной доли воды с применением ВП, %:

- при содержании объемной доли воды от 0 до 5% ±0,65;
- при содержании объемной доли воды от 5 до 8% ±0,70;

- при измерении массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды в испытательной лаборатории, %:

- при содержании объемной доли воды от 0 до 5% ±0,60;
- при содержании объемной доли воды от 5 до 8% ±0,90.

6.5.3.3 Результаты поверки считают положительными, если относительная погрешность измерений массы нетто сырой нефти не превышает значений, указанных в п. 6.5.3.2.

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.

Методика поверки расходомеров массовых Promass 83F в составе Системы измерений количества и параметров нефти сырой Южно-Торавейского месторождения

1. При проверке РМ в составе системы проводят операции проверки, указанные в таблице

Т а б л и ц а 1. Операции поверки РМ в составе системы

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	A.6.1	Да	Нет
Внешний осмотр	A.6.2	Да	Да
Опробование	A.6.4	Да	Да
Определение метрологических характеристик	A.7	Да	Да

При поверке РМ в составе системы применяют следующие средства поверки:

- Установка поверочная автоматизированная УПСЖ 400/ВМ (далее – ПУ), диапазон воспроизводимого расхода от 0,01 до 400 м³/ч, основная относительная погрешность при измерении массы или объема весовыми устройствами и использовании импульсных измерительных каналов $\pm 0,05$ % (далее - ПУ).

При проведении поверки соблюдают требования безопасности, указанные в руководстве по эксплуатации РМ, ПУ и требования безопасности, действующие в лаборатории, в которой проводится поверка.

При поверке РМ в составе системы должны выполняться следующие условия:

- | | |
|---|---|
| – измеряемая среда | вода питьевая по ГОСТ Р 51232-98 «Вода питьевая. Общие требования к организации и методам контроля качества»; |
| – температура воздуха, окружающего измерительные устройства, °С | от 15 до 25; |
| – температура поверочной жидкости, °С | от 15 до 28; |
| – относительная влажность воздуха, % | от 30 до 80; |
| – атмосферное давление, кПа | от 84,0 до 106,0; |
| – напряжение питания сети, В | (380±38)/(220±22); |
| – частота питающей сети, Гц | (50±0,5). |

А.6.1 Проверка комплектности технической документации.

Проверяют соответствие комплектности РМ расходомера указанной в технической документации.

А.6.2 Внешний осмотр

Визуально осматривают РМ на предмет наличия дефектов и повреждений преобразователя расхода и трансммитера, фланцев крепления РМ к ПУ.

А.6.3 Проверка герметичности соединения.

После установки РМ на ПУ создают поток поверочной жидкости таким образом, чтобы давление на входе в РМ лежало в диапазоне от 0,4 до 1,0 МПа и выдерживают эти условия в течение 15-20 минут.

Результаты проверки герметичности соединений РМ считают положительными, если не наблюдаются следов протечек трубопроводов, потения сварных швов и течей в местах соединения РМ и ПУ.

А.6.4 Опробование РМ при поверке РМ с использованием ПУ проводят следующим образом:

- опробуют РМ на ПУ путем увеличения/уменьшения расхода поверочной жидкости в пределах рабочего диапазона измерений. Результаты опробования считают положительными, если при увеличении/уменьшении расхода поверочной жидкости наблюдается соответствующее увеличение/уменьшение на дисплее РМ или мониторе компьютера.

А.7. Проведение поверки

А.7.1 Определение основной относительной погрешности измерений массы жидкости РМ при поверке с использованием ПУ.

Для поверки РМ на ПУ создается поток поверочной жидкости (питьевая вода по ГОСТ Р 51232-98) следующих расходов: 9 м³/ч, 43 м³/ч и 85 м³/ч. Допускается отклонение расхода от заданного не более ±2,5 %. В каждой точке расхода проводят не менее трех измерений.

Основную относительную погрешность РМ δM_i^j , %, при i-м измерении в j-й точке расхода определяют сравнением значений массы жидкости, измеренными РМ со значениями массы жидкости, измеренными ПУ по следующей формуле

$$\delta M_i^j = \frac{M_{i,PM}^j - M_{i,ПУ}^j}{M_{i,ПУ}^j} 100\%, \quad (3)$$

где $M_{i,PM}^j$ - масса, измеренная РМ при i-м измерении в j-й точке расхода, кг;

$M_{i,ПУ}^j$ - масса, измеренная ПУ при i-м измерении в j-й точке расхода, кг.

А.7.2. Результаты поверки РМ считают положительными, если ни одно значение δM_i^j не превышает ± 0,15 %.

А.7.3. Если условие по п. А.7.2 не выполняется, проводят дополнительное измерение в этой точке расхода. Если условие повторно не выполняется, поверку прекращают до установления причин его невыполнения. По устранении причин заново проводят поверку во всем рабочем диапазоне расхода. Если условие по п. А.7.3 повторно не выполняется, поверку прекращают и ее результаты считают отрицательными.

А.8. Оформление результатов поверки

А.8.1 При положительных результатах поверки РМ оформляют свидетельство о поверке РМ по форме приложения 1 ПР 50.2.006-94 «ГСИ. Порядок проведения поверки средств измерений».

А.8.2 При отрицательных результатах поверки РМ к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с ПР 50.2.006.