

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель по научной работе -
Заместитель директора по качеству
ФГУП «ВНИИР»



В.А. Фафурин

2015 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерительная блочно-модульная СИБМ
Зычевашского участка Зычевашского месторождения НГДУ «Прикамнефть»

Методика поверки

МП 04-03-01-2015

2015

Настоящая методика распространяется на систему измерительную блочно-модульную СИБМ Зычевашского участка Зычевашского месторождения НГДУ «Прикамнефть» (далее – СИБМ), заводской номер 003, и устанавливает методы и средства её первичной и периодической поверок.

Интервал между поверками – 1 год.

1 Операции поверки

1.1. При проведении поверки должны выполняться следующие операции:

- внешний осмотр (п.6.1);
- опробование (п.6.2);
- подтверждение соответствия программного обеспечения (п.6.2.2);
- определение метрологических характеристик (п.6.3).

2 Средства поверки

2.1. При проведении поверки должны применяться средства поверки:

- Государственный первичный эталон единицы массового и объемного расхода жидкости ГЭТ 63-2013 диапазон измерения от 2,5 до 500 т/ч; $U_a=8 \cdot 10^{-5}$; $U_b=1,6 \cdot 10^{-4}$; $U_c=1,79 \cdot 10^{-4}$; $U_p=3,6 \cdot 10^{-4}$ при $P=0,95$;

- 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 $0,01 \div 99,9$ % объемной доли воды;

- установка поверочная «ВЗЛЕТ ПУ», диапазон значений среднего массового расхода жидкости 0-5000 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности установки при измерении среднего объемного (массового) расхода (объема, массы) $\pm 0,05\%$ (номер в госреестре 47543-11);

- миллиамперметр постоянного тока для измерения в диапазонах от 0/4 до 20 мА с погрешностью не более $\pm 0,05\%$;

- электронный счётчик импульсов амплитудой до 50 В, частотой от 0 до 10 кГц и погрешностью не более $\pm 0,01\%$.

2.2. Все применяемые средства поверки должны быть поверены в установленном порядке.

2.3. Метрологические характеристики СИБМ обеспечиваются и определяются метрологическими характеристиками средств измерений (далее СИ), которые входят в состав системы. Результаты поверки системы считаются положительными, если погрешности СИ, которые представлены в таблице 1, не выходят за допускаемые границы, указанные в документации на данные СИ.

Т а б л и ц а 1

Наименование средства измерений	Нормативные документы
Влагомер сырой нефти ВСН-2	«ГСИ. Влагомеры сырой нефти ВСН-2. Методика поверки», утверждённая ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР 14 июня 2007 г.
Преобразователи давления измерительные Cerabar S	«ГСИ. Преобразователи давления и уровня измерительные давления измерительные Cerabar, Deltabar и Waterpilot производства фирмы «Endress+Hauser GmbH+Co.KG», Германия. Методика поверки», утверждённой ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 16.09.2009 г.

Окончание таблицы 1

Наименование средства измерений	Нормативные документы
Преобразователи давления измерительные Deltabar S	«ГСИ. Преобразователи давления и уровня измерительные давления измерительные Cerabar, Deltabar и Waterpilot производства фирмы «Endress+Hauser GmbH+Co.KG», Германия. Методика поверки», утверждённой ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 16.09.2009 г.
Преобразователь магнитный поплавковый «ПМП»	«Преобразователь магнитный поплавковый ПМП Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФГУ «Пензенский ЦСМ» 10 января 2002 г.
Манометры МПТИ	МИ 2124-90 «Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягометры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Термопреобразователи универсальные ТПУ 0304	Раздел «Методика поверки» руководства по эксплуатации НКГЖ.411611.001РЭ, согласованным ФГУП «ВНИИФТРИ» 28.07.2005г.
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279 «Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и средства поверки»
Термопреобразователь сопротивления платиновый серий TR, TST	МП 49519-12 «Термопреобразователи сопротивления платиновые серий TR, TST. Методика поверки», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП ВНИИМС в 2011г.

3 Требования безопасности

3.1 При выполнении измерений соблюдают требования следующих нормативных документов:

в области охраны труда и промышленной безопасности:

- Федерального закона «Об основах охраны труда в Российской Федерации» №181-РФ от 17.07.1999г.;

- Приказ Ростехнадзора от 12.02.2013 № 101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Зарегистрировано в Минюсте России 19.04.2013 № 28222);

в области пожарной безопасности:

- СНиП 21.01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

- «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации» 1994 г.;

- СНиП 2.04.09-84 «Пожарная автоматика зданий и сооружений»;

в области соблюдения безопасной эксплуатации электроустановок:

- Приказ Минтруда России от 24.07.2013 № 328н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» (Зарегистрировано в Минюсте России 12.12.2013 № 30593);

в области охраны окружающей среды:

- Федерального закона от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и других законодательных актов по охране окружающей среды, действующих на территории РФ.

3.2. При монтаже и демонтаже средств измерений входящих в состав СИБМ должны соблюдаться требования безопасности, изложенные в технической документации на СИБМ и данные средства измерений.

4 Условия поверки

4.1 При проведении поверки соблюдаются следующие условия:

- температура окружающей среды, °С (20 ± 5)
- относительная влажность окружающей среды, % от 30 до 95
- атмосферное давление, кПа от 86 до 107

4.2 Измеряемая среда – вода по СанПиН 2.1.4.1074-2001 с параметрами:

- температуры, °С от 15 до 25
- изменение температуры измеряемой среды в процессе одной поверки, °С, не более ±2
- давление, МПа, не более ±0,3
- изменение расхода измеряемой среды, %, не более ±1,0
- параметры внешних электрических и магнитных полей, а также вибрации находятся в пределах, не влияющих на функционирование СИБМ и поверяемых приборов.

5 Подготовка к поверке

Для достоверного непрерывного автоматизированного измерения массы сырой нефти и объема попутного нефтяного газа в потоке газожидкостной смеси после сепарации в СИБМ используют расходомеры массовые «Promass», поверку которых проводят на ГЭТ-63 или на поверочной установке «ВЗЛЕТ ПУ».

5.1 Поверяемый расходомер монтируют либо на ГЭТ-63, либо на поверочной установке «ВЗЛЕТ ПУ» и подготавливают к работе согласно руководству по эксплуатации поверяемого расходомера.

5.2 Для проверки функциональной работоспособности расходомеров массовых Promass (далее – расходомер) проверяют их токовый и частотный выход.

Проверка токового выхода расходомеров осуществляется посредством миллиамперметра постоянного тока. На расходомере в ячейке «проверка токового выхода» («simulation current») задают не менее трёх токовых значений в произвольном порядке. Регистрируют заданное значение тока и значение тока на выходе расходомера.

Абсолютную погрешность расходомера по токовому сигналу Δ_i определяют по формуле:

$$\Delta_i = I_s - I_p, \text{ мА} \quad (1)$$

где I_s – заданное значение тока, мА;

I_p – значение тока на выходе расходомера, мА.

Расходомер считают выдержавшим проверку по токовому выходу, если значение погрешности не превышает значения допустимой абсолютной погрешности токового сигнала, указанного в руководстве по эксплуатации на расходомер.

5.3 Проверка частотного выхода расходомеров массовых Promass.

Проверка частотного выхода расходомеров осуществляется посредством электронного счётчика импульсов. На расходомере в ячейке «проверка частотного сигнала» («simulation frequency») задают не менее трёх значений частоты сигнала в произвольном порядке. Регистрируют заданное значение частоты сигнала и значение частоты сигнала на выходе расходомера.

Расходомер считают выдержавшим проверку по частотному выходу, если значение частоты на выходе расходомера совпадает с заданным в пределах допустимой абсолютной погрешности, указанной в руководстве по эксплуатации на расходомер.

6 Проведение поверки

6.1. Внешний осмотр.

6.1.1 Визуальным осмотром СИБМ проверяют отсутствие механических повреждений, внешний вид и места нанесения маркировки, предусмотренные в технической документации, проверяют отсутствие на рабочих поверхностях следов коррозии, вмятин, рисок, раковин, трещин, выбоин, неровностей, загрязнений и т.п.

6.1.2 Результаты проверки считают удовлетворительными, если при внешнем осмотре не выявлено перечисленных выше дефектов.

6.2 Опробование

6.2.1 Опробуют расходомер либо на ГЭТ 63-2013, либо на поверочной установке путем увеличения/уменьшения расхода жидкости в пределах рабочего диапазона измерения расходомера.

Результаты опробования считают удовлетворительными, если при увеличении/уменьшении расхода жидкости соответствующим образом изменялись показания на дисплее расходомера в тех же пределах.

6.2.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения СИ

Операция «Подтверждение соответствия программного обеспечения» включает:

- определение идентификационного наименования программного обеспечения;
- определение номера версии (идентификационного номера) программного обеспечения;
- определение цифрового идентификатора (контрольной суммы исполняемого кода) программного обеспечения.

6.2.2.1 Подтверждение соответствия программного обеспечения комплекса измерительно-вычислительного (ИВК) «ЗОДИАК».

Значение контрольной суммы «Checksum» (CRC-32) (для записанного и используемого в ИВК конфигурационного эталонного файла) можно получить следующим способом :

1) Подключение к ИВК.

Необходимо наличие следующих компонентов:

- компьютера (ноутбука) с рабочим СОМ-портом;
- программы «EFCWriter.exe» версии 1.1.0.6, поставляемой разработчиком (ЗАО ИПФ «Турбулент») в составе пакета сервисных программ;
- экземпляр записанного в ИВК эталонного файла рабочей конфигурации;
- наличие знаний, соответствующих сложности работ, для успешного выполнения всех манипуляций.

Необходимо подключить интерфейсный кабель RS-232 (к ИВК «ЗОДИАК») в исполнении, указанном в руководстве пользователя РП 49510043.421711.029).

На рисунке 1 показан принцип подключения контроллера к персональному компьютеру по интерфейсу RS-232.

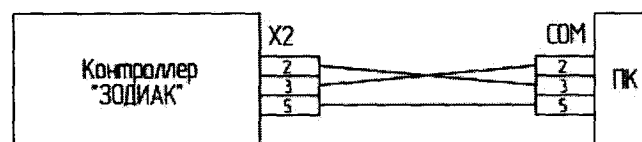


Рисунок 1 –Подключение контроллера к ПК по интерфейсу RS-232

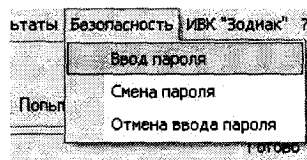
Внимание: Подключение следует производить при **ВЫКЛЮЧЕННОМ** по питанию ИВК «ЗОДИАК» и компьютере (ноутбуке), во избежание повреждения СОМ-порта на ИВК/компьютере статическим напряжением.

2) Снятие значение контрольной суммы

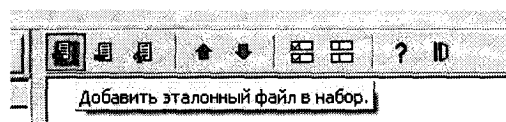
а. Включить ИВК и компьютер (ноутбук). Запустить программу-загрузчик эталонных файлов «EFCWriter.exe» версии 1.1.0.6.

б. В запущенной программе «EFCWriter.exe» ввести пароль для получения прав доступа на настройку ПО.

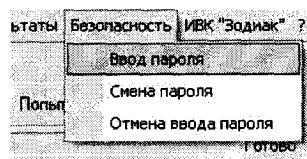
По умолчанию, пароль: «1».



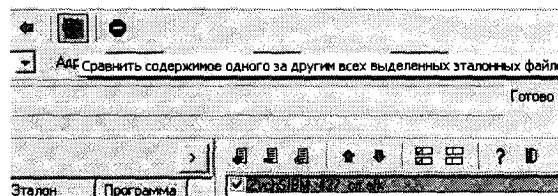
в. Добавить эталонный файл конфигурации в набор.



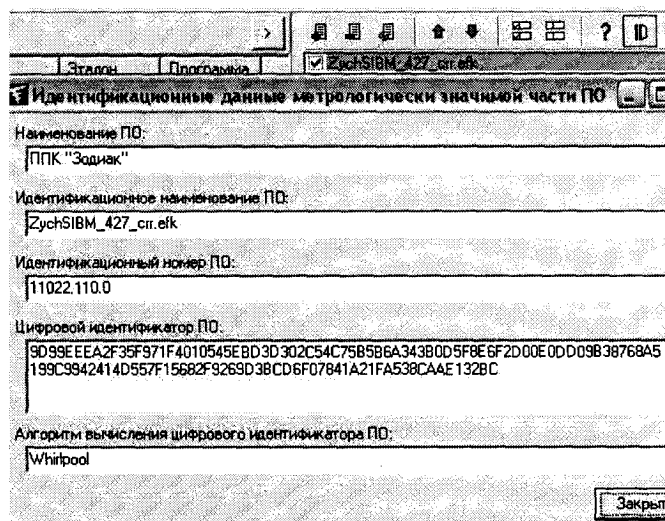
г. Установить флаг выбора эталонного файла:



д. Сравнить исходный эталонный файл с уже загруженным в ИВК «Зодиак» файлом.



е. Чтобы получить значение контрольной суммы, нажать «ID»



3) Отключение компьютера (ноутбука) от ИВК «ЗОДИАК» необходимо в следующем порядке:

- выключить по питанию ИВК «ЗОДИАК»;
- выключить компьютер (ноутбук);

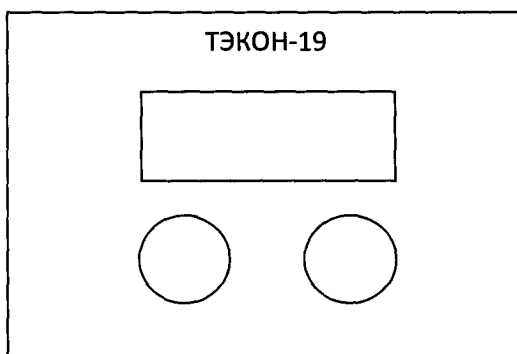
- отсоединить интерфейсный кабель RS-232;
- включить ИВК «Зодиак»;

Внимание: В период, когда ИВК полностью отключен (при непрерывном расходе через СИБМ), учет технологической жидкости этим контроллером не ведется. Избегать совпадения периода простоя ИВК с моментом формирования двухчасового отчета, сменного и суточного.

Примечание: Копия данного эталонного файла «вшита» в контроллер и добыть ее оттуда невозможно (в контроллерах ИВК «ЗОДИАК», выпущенных до 2013 года).

6.2.2.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения преобразователя расчетно-вычислительного «ТЭКОН-19».

В главном меню необходимо нажать одновременно клавиши «вниз» и «направо».



На ЖК дисплее отобразится информация, идентифицирующая данный преобразователь:

T19-05M 6675
Прог76 Алг03

В верхней строке - тип преобразователя в виде «Т19-05М», где 05М – номер исполнения, и заводской номер в виде четырехзначного числа «6675»; в нижней строке - номер версии базового ПО в виде «Прог76» и номер версии библиотеки расчетных алгоритмов в виде «Алг03».

Нажимая клавишу «направо» выбрать пункт меню «МЕНЮ СЛУЖЕБНОЕ» и нажать клавишу «вниз». В появившемся подменю нажимая клавишу «направо» выбрать подпункт контрольной суммы «КС метролог ПО». На ЖК дисплее отобразится информация:

КС метрол ПО
76007AE3A094

Индикация в нижней строке шестнадцатеричная. Последние восемь символов «7AE3A094» индицируют значение контрольной суммы CRC32 метрологически значимой части программы. Первые два символа «76» являются служебными, следующие два символа «00» свидетельствуют об исправности программы.

Результат подтверждения соответствия программного обеспечения считается положительным, если полученные идентификационные данные ПО (идентификационное наименование, номер версии (идентификационный номер) и цифровой идентификатор) соответствуют идентификационным данным, указанным в разделе «Программное обеспечение» описания типа системы измерительной блочно-модульной (СИБМ) Зычевашского участка Зычевашского месторождения НГДУ «Прикамнефть».

6.3 Определение метрологических характеристик.

6.3.1 Все средства измерений, входящие в состав СИБМ, поверяются согласно соответствующих нормативных документов указанных в таблице 1 настоящей методики поверки.

6.3.2 Определение относительной погрешности системы при измерении массы сырой нефти.

Определение относительной погрешности системы при измерении массы сырой нефти проводят путем сравнения показаний расходомера с показаниями ГЭТ-63 или с показаниями установки поверочной «ВЗЛЕТ ПУ» (далее установка).

Расходомер подключают к установке согласно эксплуатационной документации на нее. Относительную погрешность определяют при измерении массы измеряемой среды при следующих значениях массового расхода: Q_{min} ; $0,5 \cdot (Q_{max} - Q_{min})$; Q_{max} (т/ч), где Q_{min} и Q_{max} соответствуют минимальному и максимальному массовому расходу сырой нефти, нормированному в техническом задании на СИБМ. При каждом значении расхода проводят не менее 3 измерений. Каждое измерение проводится не менее 30с.

Относительную погрешность расходомера при измерении массы определяют по формуле:

$$\delta_M = \left(\frac{M_P - M}{M} \right) \cdot 100\% \quad (2)$$

где: δ_M – относительная погрешность расходомера при измерении массы, %;

M_P – значение массы по показаниям расходомера, т;

M – значения массы по показаниям эталона, т.

СИБМ прошла поверку, если значение относительной погрешности при измерении массы измеряемой среды не превышает $\pm 2,5$ %.

6.3.3 Определение относительной погрешности измерительного канала объема попутного свободного нефтяного газа проводят путем сравнения показаний расходомера в единицах массы и показаний весового устройства установки.

Расходомер подключают к установке согласно эксплуатационной документации на нее. Относительную погрешность определяют при измерении массы измеряемой среды в следующих значениях массового расхода: Q_{min} ; $0,5 \cdot (Q_{max} - Q_{min})$; Q_{max} (т/ч), где Q_{min} и Q_{max} соответствуют минимальному и максимальному расходу массового расходомера, которые нормированы в технической документации на СИБМ. При каждом значении расхода проводят не менее 3 измерений.

Относительную погрешность канала измерения массы попутного свободного нефтяного газа $\delta_{мПНГ}$ % определяют по формуле:

$$\delta_{мПНГ} = \left(\frac{M_P - M_y}{M_y} \right) \times 100, \quad (3)$$

где M_P - значение массы попутного свободного нефтяного газа по показанию расходомера, т;

M_y - значение массы попутного свободного нефтяного газа по показанию установки, т;

Полученные результаты расчетно-измерительным преобразователем ТЭКОН-19 переводятся в объемные единицы. Результаты поверки считаются положительными если

предел допускаемой относительной погрешности измерения объема попутного свободного газа в рабочем диапазоне не превышает $\pm 5\%$.

6.3.4 Определение основной абсолютной погрешности системы при измерении объемной доли воды в измеряемой среде.

Определение основной абсолютной погрешности системы при измерении объемной доли воды в измеряемой среде проводят в испытательной лаборатории.

При определении основной абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в измеряемой среде сравнивают показания влагомера нефти поточного ВСН-2 (далее – ВП) с объемной долей воды в испытательной пробе, воспроизводимой Государственным первичным специальным эталоном единицы объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов ГЭТ 87-2011.

Основную абсолютную погрешность измерений объемной доли воды в измеряемой среде определяют в трех точках, соответствующих 50%, 70 %, 95 % от верхнего предела измерений объемной доли воды в измеряемой среде ВП. Объемная доля воды, полученная в испытательной пробе, для каждой точки может иметь отклонение от заданного значения $\pm 5\%$.

Поверяемую пробу готовят по принятой на эталоне методике.

Основную абсолютную погрешность измерений объемной доли воды в измеряемой среде в каждой точке поверяемой пробы ΔW , %, вычисляют по формуле

$$\Delta W = W_{ВЛ} - W_{П}, \quad (6)$$

где $W_{ВЛ}$ - значение объемной доли воды в поверяемой пробе измеряемой среде измеренное ВП, %;

$W_{П}$ - значение объемной доли воды в поверяемой пробе воспроизведенная эталоном, %.

Результаты поверки считают положительными, если результаты вычислений основной абсолютной погрешности измерений объемной доли воды не превышают $\pm 1\%$ при объемной доли воды до 70% и $\pm 1,5\%$ при объемной доли воды от 70 до 95%.

7 Оформление результатов поверки

7.1 Результаты поверки оформляют протоколом.

7.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке и выполняют процедуры, предусмотренные Порядком проведения поверки средств измерений, требованиями к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке.

7.3 При отрицательных результатах поверки оформляют извещение о непригодности к применению и выполняют процедуры, предусмотренные Порядком проведения поверки средств измерений, требованиями к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке.