

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

«31» октября 2016 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений
СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН
АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ АСУ-ОРЭ

Методика поверки

МП 0498-9-2016

Начальник НИО-9

К.А. Левин
Тел. отдела: +7 (843) 272-41-60

г. Казань
2016

РАЗРАБОТАНА	ФГУП «ВНИИР»
ИСПОЛНИТЕЛИ	Шабалин А.С.
УТВЕРЖДЕНА	ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на «Системы управления эксплуатацией скважин автоматизированные АСУ-ОРЭ» (далее - система), производимые ООО НПФ «Геоник» по ТУ 4318-001-70892980-2016, и устанавливает методику и средства их первичной и периодической проверок.

Интервал между поверками - 12 месяцев.

1. Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1

Таблица 1

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1	Да	Нет
Внешний осмотр	6.2	Да	Да
Проверка идентификационных данных программного обеспечения (ПО)	6.3	Да	Да
Опробование	6.4	Да	Да
Определение метрологических характеристик (далее – МХ)	6.5	Да	Да

2. Средства поверки

2.1 При проведении поверки системы могут быть применены следующие средства поверки:

- эталоны 1-го разряда по ГОСТ 8.637-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков», с диапазоном воспроизводимого массового расхода газожидкостной смеси, соответствующим рабочему диапазону поверяемой системы, с относительной погрешностью измерения массового расхода жидкой смеси от 0,5 до 1,0 %, с диапазоном воспроизводимого объемного расхода газа (воздуха), приведенного к стандартным условиям, соответствующим рабочему диапазону поверяемой системы, с относительной погрешностью измерения объемного расхода газа (воздуха) до 1,5 %.

- эталоны 2-го разряда по ГОСТ 8.637-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков», с диапазоном воспроизводимого массового расхода газожидкостной смеси, соответствующим рабочему диапазону поверяемой

установки, с относительной погрешностью измерения массового расхода жидкой смеси от 1,5 до 2,0 %, с диапазоном воспроизводимого объемного расхода газа (воздуха), приведенного к стандартным условиям, соответствующим рабочему диапазону поверяемой установки, с относительной погрешностью измерения объемного расхода газа (воздуха) от 3 до 5 %.

2.2 При проведении поверки системы может быть применен Государственный первичный специальный эталон единицы массового расхода газожидкостных смесей ГЭТ 195-2011 по ГОСТ 8.637-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков», с диапазоном расходов от 2 до 110 т/ч (для жидкости), от 0,1 до 250 м³/ч (для газа), суммарные неопределенности: расхода газа находится в пределах $\pm 0,38$ %, расхода жидкости находится в пределах $\pm 0,46$ %.

2.3 Все эталонные средства измерений должны быть аттестованы в установленном порядке.

3. Требования безопасности и требования к квалификации поверителей

3.1 При проведении поверки соблюдают требования безопасности, действующие в помещениях, где проводится поверка, и требования безопасности, установленные в руководстве по эксплуатации на эталонные СИ и на поверяемую систему.

3.2 Требования к квалификации поверителей.

3.2.1 Поверка системы должна проводиться метрологической службой предприятия (организации), аккредитованной в установленном порядке.

3.2.2 Поверку системы должен выполнять поверитель, изучивший технологическую схему и принцип работы.

4. Условия поверки

4.1 При проведении поверки системы с применением эталонов по ГОСТ Р 8.637-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков» соблюдают следующие условия:

Таблица 2

№ п/п	Наименование параметра	Единицы измерения	Количество
1	Температура окружающего воздуха (внутри помещений системы)	°С	от +15 до +25
2	Относительная влажность воздуха	%	от 30 до 80
3	Атмосферное давление	кПа	от 84 до 106,7

4.2 Первичную поверку системы проводят путем определения доускаемой относительной основной погрешности измерений объемного расхода, приведенной основной погрешности измерений давления, абсолютной основной погрешности измерений температуры и доускаемой абсолютной основной погрешности измерений объёмного влагосодержания сырой нефти с применением эталона по п. 2.2.

4.3 Периодическую поверку системы проводят путем определения относительной погрешности измерений объемного расхода сырой нефти без выполнений п. 6.5.2.2, 6.5.2.3 и 6.5.2.4 с применением эталонов по п. 2.1.

5. Подготовка к поверке

При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с руководством по эксплуатации системы. На поверку представляют системы после проведения настройки и калибровки.

6. Проведение поверки

6.1 Проверка комплектности технической документации

Проверяют наличие эксплуатационно-технической документации на систему и СИ, входящие в состав системы.

6.2 Внешний осмотр

6.2.1 При внешнем осмотре устанавливают:

- отсутствие механических повреждений и дефектов, не позволяющих провести поверку;
- соответствие комплектности систему эксплуатационной документации;
- читаемость надписей и обозначений, их соответствие требованиям эксплуатационной документации.

6.3 Проверка идентификационных данных ПО

6.3.1 Чтобы определить идентификационные данные ПО системы, необходимо в основном окне программы системы нажать на кнопку «Настройки», в открывшемся окне «Настройки» нажать на кнопку «Проверить контрольную сумму».

6.3.2 Если полученные при этом идентификационные данные и идентификационные данные, указанные в описании типа системы, идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия идентификационных данных ПО. В противном случае результаты поверки признают отрицательными.

6.4 Опробование.

6.4.1 Опробование СИ, входящих в состав системы, проводят в соответствии с нормативными документами на их поверку.

6.4.2 Опробование системы проводят на эталонах по п 2.1 и 2.2.

6.4.3 Опробование системы проводят путем изменения параметров потока и качественной оценки реакции на такое изменение.

6.4.4 Результаты опробования считают удовлетворительными, если при увеличении (уменьшении) значения параметров потока соответствующим образом изменялись показания системы.

6.5 Определение МХ установки.

6.5.1. Определение МХ установки проводят двумя способами:

- с помощью стационарных эталонов по п 2.1 и 2.2 в испытательной лаборатории;
- с помощью передвижных эталонов 2-го разряда на месте эксплуатации.

6.5.2 Определение допускаемой относительной основной погрешности измерений объемного расхода с помощью эталонов по п.2.1 и 2.2, приведенной основной погрешности измерений давления с помощью эталона по п. 2.2, абсолютной основной погрешности измерений температуры с помощью эталона по п. 2.2 и допускаемой абсолютной основной погрешности измерений объёмного влагосодержания сырой нефти системой с помощью эталона по п. 2.2 в испытательной лаборатории.

Допускаемая относительная основная погрешность измерений объемного расхода, приведенная основная погрешность измерений давления, абсолютная основная погрешность измерений температуры и допускаемая абсолютная основная погрешность измерений объёмного влагосодержания сырой нефти, измеренные системой, со значениями соответствующего параметра, измеренного эталоном по п.2.1 и 2.2, используя в качестве измеряемой среды газожидкостную смесь из имитатора нефти, воды и газа (воздуха).

Для поверки системы на эталоне по п.2.1 и 2.2 создается газожидкостный поток с комбинацией из трех расходов смеси имитатора нефти и воды ($Q_{\text{нц1}}$, $Q_{\text{нц2}}$, $Q_{\text{нц3}}$) в трех различных объемных долях воды (10 %, 70 %, 95 %) и трех расходов газа (воздуха) ($Q_{\text{г1}}$, $Q_{\text{г2}}$, $Q_{\text{г3}}$). Расходы имитатора нефти и воды соответствуют минимальному, среднему и максимальному расходам, воспроизводимым на эталоне по п.2.1 и 2.2.

Определение допускаемой относительной основной погрешности измерений объемного расхода, приведенной основной погрешности измерений давления, абсолютной основной погрешности измерений температуры и допускаемой абсолютной основной погрешности измерений объёмного влагосодержания сырой нефти производится одновременно в каждой точке, соответствующей определенному расходу газожидкостной смеси (смеси имитатора нефти, воды и

газа (воздуха)) с соответствующим соотношением компонентов. В каждой точке проводят три измерения.

6.5.2.1 Дополнительную относительную основную погрешность i -го измерения объемного расхода сырой нефти $\delta Q_{снij}$, %, в j -ой точке определяют по формуле

$$\delta Q_{снij} = \frac{Q_{снij} - Q_{снij}^э}{Q_{снij}^э} \cdot 100 \quad (1)$$

где $i = 1 \dots 3$;

$Q_{снij}$ – объемный расход сырой нефти, измеренный системой в i -ой точке, м³/ч;

$Q_{снij}^э$ – объемный расход сырой нефти, измеренный эталоном по п.2.1 и 2.2, м³/ч.

Значения допускаемой относительной основной погрешности измерений объемного расхода сырой нефти не должны превышать:

– в диапазоне от 0 до 60 м³/сут - $\pm 4,0$ %;

– в диапазоне от 60 до 200 м³/сут - $\pm 2,0$ %.

6.5.2.2 Приведенную основную погрешность измерений давления сырой нефти, $\delta P_{снi}$, %, в i -ой точке определяют по формуле:

$$\delta P_{снi} = \frac{P_{снi} - P_{снi}^э}{P_{max} - P_{min}} \cdot 100, \quad (2)$$

где $P_{снi}$ – давление сырой нефти, измеренное системой в i -ой точке, МПа;

$P_{снi}^э$ – давление сырой нефти сырой нефти, измеренное эталоном по п.2.1 и 2.2 в i -ой точке, МПа;

P_{max} – максимальное значение давления сырой нефти, измеряемое системой, МПа;

P_{min} – минимальное значение давления сырой нефти, измеряемое системой, МПа.

Значения приведенной основной погрешности измерений давления сырой нефти не должны превышать:

– в диапазоне от 0 до 60 МПа - $\pm 1,0$ %.

6.5.2.3 Абсолютную основную погрешность измерений температуры сырой нефти, $\Delta t_{снi}$, %, в i -ой точке определяют по формуле:

$$\Delta t_{снi} = t_{снi} - t_{снi}^э, \quad (3)$$

где $t_{снi}$ – температура сырой нефти, измеренная системой в i -ой точке, °С;

$t_{снi}^э$ – температура сырой нефти, измеренная эталоном по п.2.1 и 2.2 в i -ой точке, °С.

Значения абсолютной основной погрешности измерений температуры сырой нефти не должны превышать:

– в диапазоне от - 10 до + 120 ° С - ± 1,0 ° С.

6.5.2.4 Допускаемую абсолютную основную погрешность измерений объёмного влагосодержания сырой нефти, $\Delta W_{\text{сн}i}$, %, в i -ой точке определяют по формуле:

$$\Delta W_{\text{сн}i} = W_{\text{сн}i} - W_{\text{сн}i}^{\text{э}}, \quad (4)$$

где $W_{\text{сн}i}$ – объёмный расход сырой нефти, измеренный системой в i -ой точке, м³/ч;

$W_{\text{сн}i}^{\text{э}}$ – объёмный расход сырой нефти, воспроизведенный эталоном по п.2.1 и 2.2 в i -ой точке, м³/ч.

Значения пределов допускаемой абсолютной основной погрешности измерений объёмного влагосодержания сырой нефти не должны превышать:

– в диапазоне от 0 до 100, % - ± 10,0 %.

Система признается прошедшей поверку, если погрешности измерений не превышают величин, указанных в пунктах 6.5.2.1, 6.5.2.2, 6.5.2.3 и 6.5.2.4.

В случае если это условие для любого i -го измерения не выполняется, проводят дополнительное измерение соответствующей величины и повторно определяют допускаемую относительную основную погрешность измерения соответствующей величины. Если после этого значение относительной погрешности измерения соответствующей величины не удовлетворяет требованиям, изложенным в соответствующем пункте, то поверку прекращают до выявления и устранения причин невыполнения этих условий. После устранения причин повторно проводят серию из трех измерений соответствующей величины и определяют погрешность для каждого измерения. Если значения погрешности измерений вновь превышают значения, указанные в пунктах 6.5.2.1, 6.5.2.2, 6.5.2.3 и 6.5.2.4, результаты поверки считают отрицательными.

6.5.3 Определение допускаемой относительной основной погрешности измерений объёмного расхода сырой нефти с помощью эталона 2-го разряда на месте эксплуатации.

Убедившись, что скважина находится в стационарном режиме добычи (закачки), проводят один контрольный замер дебита скважины с применением эталона 2-го разряда и системы.

Определяют среднюю допускаемую относительную основную погрешность измерений объёмного расхода $\overline{\delta Q}$, %, по формуле

$$\overline{\delta Q} = \frac{\left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Q_i \times K \right) - Q^{\text{эф}}}{Q^{\text{эф}}} \times 100\% \quad (5)$$

где K - К-фактор калибруемой системы, определенный в ходе проведения процедуры по п. 5.4 или 5.5 документа «Инструкция. ГСИ. Расходомер скважинный в составе «Автоматизированных систем управления эксплуатацией скважин АСУ-ОРЭ» производства ООО НПФ «Геоник». Методика калибровки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» от 16 августа 2016 года.

Q^{ref} - значение полученное системой в течение замера с применением эталона дебита по сырой нефти

Значения допускаемой относительной основной погрешности измерений объемного расхода сырой нефти не должны превышать:

- в диапазоне от 12 до 60 м³/сут - $\pm 2,0$ %;
- в диапазоне от 60 до 168 м³/сут - $\pm 4,0$ %.

Система признается прошедшей поверку, если относительные погрешности измерений не превышают величин, указанных в пунктах 6.5.3.

В случае если это условие для любого i -го измерения не выполняется, проводят дополнительное измерение соответствующей величины и повторно определяют допускаемую относительную основную погрешность измерения соответствующей величины. Если после этого значение относительной погрешности измерения соответствующей величины не удовлетворяет требованиям, изложенным в соответствующем пункте, то поверку прекращают до выявления и устранения причин невыполнения этих условий. После устранения причин повторно проводят серию из трех измерений соответствующей величины и определяют относительную погрешность для каждого измерения. Если значения относительной погрешности измерений вновь превышают значения, указанные в пунктах 6.5.3, результаты поверки считают отрицательными.

7. Оформление результатов поверки

7.1 Результаты поверки оформляют протоколом.

7.2 При положительном результате поверки оформляют свидетельство о поверке в соответствии с Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 N 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» и допускают систему к эксплуатации или оформляется раздел о поверке в паспорте системы.

При положительном результате первичной поверки системы при выпуске из производства знак поверки наносится: на свидетельство о поверке и на паспорт на систему в виде оттиска поверительного клейма или наклейки.

При положительном результате периодической поверки системы знак поверки наносится: на свидетельство о поверке в виде оттиска поверительного клейма или наклейки.

7.3 При отрицательных результатах повторной поверки систему к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют, выдают извещение о непригодности согласно Приказу Минпромторга России от 02.07.2015 N 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» с указанием причин. Система после выдачи извещения о непригодности направляется в ремонт, утилизируется, либо используется для целей, не входящих в сферу государственного регулирования обеспечения единства измерений.