

Федеральное государственное унитарное предприятие
ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ
(ФГУП «ВНИИР»)

УТВЕРЖДАЮ

И.о. директора ФГУП «ВНИИР»
В.Г. Соловьев
МП 0240-9-2014 2014 г.

РЕКОМЕНДАЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Установки измерительные дебита нефти групповые автоматизированные УИДН-1

Методика поверки

МП 0240-9-2014

л.р. 61394-15

Казань
2014

ПРЕДИСЛОВИЕ

РАЗРАБОТАНА	Центром испытаний средств измерений Федеральным государственным унитарным предприятием Всероссийским научно - исследовательским институтом расходомерии (ЦИ СИ ФГУП «ВНИИР»)
ИСПОЛНИТЕЛИ	Левин К.А., Шабалин А.С.
УТВЕРЖДЕНА	ЦИ СИ ФГУП «ВНИИР»
ВВЕДЕНА ВПЕРВЫЕ	

Настоящая рекомендация не может быть полностью или частично воспроизведена, тиражирована и (или) распространена без разрешения ФГУП «ВНИИР» и ООО «Позитрон».

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ.....	4
2. СРЕДСТВА ПОВЕРКИ.....	4
3. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ	5
4. УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ	6
5. ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ	6
6. ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ	6
7. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ.....	10

Настоящая инструкция распространяется на установки измерительные дебита нефти групповые автоматизированные УИДН-1 (далее – установки измерительные), производимые ООО «Позитрон» по техническим условиям ТУ 3667-016-93968390-2012, и устанавливает методику поверки и средства их первичной и периодической поверок.

Интервал между поверками - 1 год.

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	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	6.5	Да	Да

2. СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

2.1 При проведении первичной и периодической поверок должны быть применены следующие эталоны:

- Государственный первичный специальный эталон единицы массового расхода газожидкостных смесей ГЭТ 195-2011 (далее – ГЭТ 195-2011) с диапазонами воспроизводимого массового расхода газожидкостной смеси от 2 до 110 т/ч, со среднеквадратическим отклонением 0,11 %, неисключенной систематической погрешностью 0,35 %, со стандартной неопределенностью типа А 0,11 %, по типу В 0,2 %, суммарной неопределенностью 0,23 %, расширенной неопределенностью 0,46 %, с диапазонами воспроизводимого массового расхода жидкой смеси от 2 до 110 т/ч, со среднеквадратическим отклонением 0,03 %, неисключенной систематической погрешностью 0,06 %, со стандартной неопределенностью типа А 0,03 %, по типу В 0,03 %, суммарной неопределенностью 0,04 %, расширенной неопределенностью 0,08 %, с

диапазонами воспроизводимого объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям от 0,1 до 250 м³ /ч, со среднеквадратическим отклонением 0,10 %, неисключенной систематической погрешностью 0,28 %, со стандартной неопределенностью типа А 0,10 %, по типу В 0,16 %, суммарной неопределенностью 0,17 %, расширенной неопределенностью 0,38 %.

- Рабочие эталоны 1-го разряда по ГОСТ Р 8.637-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков» с диапазоном воспроизведения массового расхода ГЖС от 0,1 до 150 т/ч с относительной погрешностью от 0,5 % до 1,0 % и диапазоном воспроизведения объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, от 0,1 до 1600 м³/ч с относительной погрешностью от 1,0 % до 1,5 %.

- Рабочие эталоны 2-го разряда по ГОСТ Р 8.637 с диапазоном воспроизведения массового расхода ГЖС от 0,1 до 150 т/ч с относительной погрешностью от 1,5 % до 2,0 % и диапазоном воспроизведения объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, от 0,1 до 6000 м³/ч с относительной погрешностью от 3,0 % до 5,0 %.

3. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

3.1 При проведении поверки соблюдают требования безопасности, действующие в помещениях лаборатории, в которых проводится поверка, требования безопасности, установленные в руководстве по эксплуатации установки измерительной.

3.2 При проведении поверки соблюдают требования:

- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные Приказом Ростехнадзора №101 от 12.03.2013г.;

- «Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей»;

- ПОТ Р М -016-2001 (РД 153.34.0-03.150-00) (с изм. 2003) «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок»;

- ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».

- СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»

3.3 Требования к квалификации поверителей.

3.3.1 Поверка установки измерительной должна проводиться квалифицированным персоналом предприятий и организаций, аккредитованных в установленном порядке.

3.3.2 Поверку установки измерительной должен выполнять поверитель, изучивший технологическую схему и принцип ее работы.

3.3.3 Поверитель должен быть аттестован в соответствии с ПР 50.2.012-94 «ГСИ. Порядок аттестации поверителей средств измерений».

4. УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

4.1 Поверку в испытательной лаборатории проводят при следующих условиях:

- поверочные среды нефть/заменитель нефти, вода, газ/воздух;
- температура рабочей жидкости, °C 20 ± 5 ;
- температура окружающей среды, °C 20 ± 5 ;
- относительная влажность воздуха, % от 30 до 80;
- атмосферное давление, кПа от 84 до 106,7;
- вибрации, удары, внешние электрические и магнитные поля (кроме земного),

отсутствуют.

4.3 При проливной поверке на месте эксплуатации с использованием передвижной поверочной установки – эталона 2-го разряда допускается проводить поверку на реальных средах в условиях места эксплуатации.

4.4 Поверку установки измерительной проводят путем определения относительной погрешности при измерении массового расхода сырой нефти, массового расхода сырой нефти без учета воды, объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям.

5. ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с руководством по эксплуатации установки измерительной и эксплуатационными документами на средства измерений, входящих в ее состав. На поверку представляют установку измерительную после проведения настройки и калибровки.

6. ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

6.1 Проверка комплектности технической документации

Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и эксплуатационно-технической документации на СИ, входящих в состав установки измерительной.

6.2 Внешний осмотр

6.2.1 При внешнем осмотре устанавливают:

- отсутствие механических повреждений и дефектов, не позволяющих провести поверку;

- соответствие комплектности установки измерительной эксплуатационной документации;
- читаемость надписей и обозначений, их соответствие требованиям эксплуатационной документации.

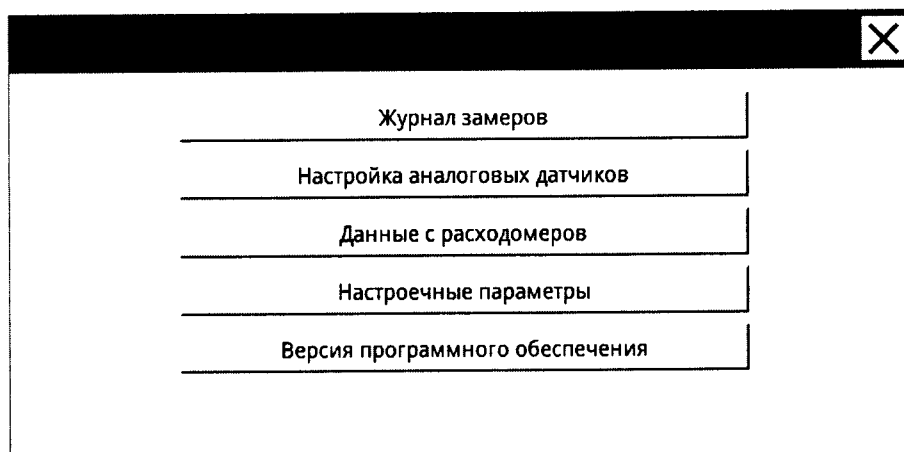
6.3 Проверка идентификационных данных ПО.

6.3.1 Чтобы определить идентификационные данные ПО установки измерительной, необходимо выполнить следующую последовательность действий.

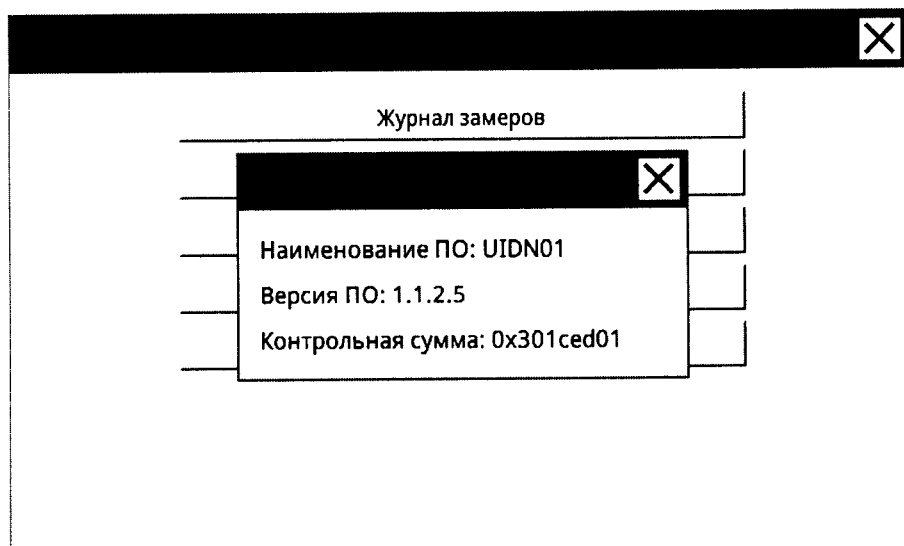
- а) На главном экране сенсорной панели управления нажать на кнопку вызова меню.



- б) В появившемся окне «Меню» нажать на кнопку «Версия программного обеспечения».



- в) После нажатия на экране панели управления появится всплывающее окно с информацией о наименовании, версии и контрольной сумме программного обеспечения встроенного в управляющий контроллер установки измерительной.



г) Возвращение в главное меню осуществляется путем нажатия на кнопку с изображением крестика, расположенную в правом верхнем углу всплывающего окна.

6.3.4 Если полученные при этом идентификационные данные и идентификационные данные, указанные в описании типа установки измерительной, идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО установки измерительной ПО, зафиксированному во время проведения испытаний в целях утверждения типа, в противном случае результаты поверки признают отрицательными.

6.4 Опробование

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

6.4.2 Опробование установки измерительной проводят с помощью эталона.

6.4.3 Для этого подключают установку измерительную к эталону и подготавливают ее к работе в соответствии с руководством по эксплуатации.

6.4.4 Проводят проверку герметичности установки измерительной следующим образом:

- создают в измерительной линии давление 0,5-0,6 МПа;
- ждут 10-15 мин, не изменяя давление в измерительной линии;
- проверяют отсутствие течей рабочей среды в местах стыков трубопроводов, потения сварных швов.

При обнаружении нарушений герметичности поверку прекращают до устранения причин их возникновения.

6.4.5 Устанавливают расход газожидкостной смеси (смесь имитатора нефти, воды и воздуха) через установку измерительную, соответствующий среднему значению расхода.

6.4.6 Результаты опробования установки измерительной считают удовлетворительными, если при увеличении (уменьшении) значения параметров потока соответствующим образом изменялись показания установки измерительной.

6.5 Определение МХ установки измерительной.

6.5.1 Определение относительной погрешности при измерении массового расхода сырой нефти, массового расхода сырой нефти без учета воды, объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям.

Относительную погрешность при измерении каждого параметра определяют сравнением значений каждого параметра, измеренного установкой измерительной, со значениями соответствующего параметра, измеренного эталоном, используя в качестве измеряемой среды газожидкостную смесь (смесь имитатора нефти, воды и воздуха).

Для поверки установки измерительной на эталоне создается газожидкостный поток с комбинацией из трех расходов смеси имитатора нефти и воды ($Q_{ж1}$, $Q_{ж2}$ и $Q_{ж3}$) и трех расходов воздуха ($Q_{з1}$, $Q_{з2}$ и $Q_{з3}$) при трех различных объемных долях воды (10 %, 70 %, 95 %).

Определение относительных погрешностей измерений массового расхода сырой нефти, массового расхода сырой нефти без учета воды и объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, производится одновременно в каждой точке, соответствующей определенному расходу газожидкостной смеси (смеси имитатора нефти, воды и воздуха) с соответствующим соотношением компонентов.

6.5.2 При определении относительной погрешности измерений массового расхода смеси имитатора нефти и воды в каждой точке проводят не менее трех измерений.

Основные относительные погрешности измерений массового расхода смеси имитатора нефти и воды $\delta Q_{жij}$, %, в j -ой точке определяют по формуле

$$\delta Q_{жij} = \frac{Q_{жij} - Q_{жij}^3}{Q_{жij}^3} \cdot 100, \quad (1)$$

где $Q_{жij}$ – массовый расход смеси имитатора нефти и воды, измеренный установкой измерительной, т/ч;

$Q_{жij}^3$ – массовый расход смеси имитатора нефти и воды, измеренный эталоном, т/ч.

Значение относительной погрешности измерений массы и массового расхода смеси имитатора нефти и воды не должно превышать $\pm 2,5$ %.

6.5.3 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массового расхода имитатора нефти.

При определении относительной погрешности измерений массового расхода имитатора нефти в каждой точке проводят не менее трех измерений.

Относительную погрешность измерений массового расхода имитатора нефти δQ_{nij} , %, в j -ой точке определяют по формуле

$$\delta Q_{nij} = \frac{Q_{nij} - Q_{nij}^3}{Q_{nij}^3} \cdot 100, \quad (2)$$

где Q_{nij} – значение массового расхода имитатора нефти по показаниям установки измерительной, т/ч;

Q_{nij}^3 – расчетное значение массового расхода имитатора нефти Q_{nij}^3 , т/ч, рассчитываемое на основании показаний эталона, и установленной объемной доли воды в смеси имитатора нефти и воды в j -ой точке определяют по формуле

$$Q_{nij}^3 = Q_{жij}^3 \cdot \left(1 - \frac{W_j}{100} \cdot \frac{\rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{см}}} \right), \quad (3)$$

где $Q_{жij}^3$ – массовый расход смеси имитатора нефти и воды по показаниям эталона при i -ом измерении в j -ой точке, т/ч;

W_j – объемная доля воды в смеси имитатора нефти и воды в j -ой точке, %;

$\rho_{см}$ – плотность жидкой смеси, измеренная плотномером в условиях линии, кг/м³;

ρ_v – плотность воды при тех же условиях в измерительной линии, при которых измерялась $\rho_{см}$, кг/м³.

Значение относительной погрешности измерений массы и массового расхода имитатора нефти не должно превышать:

- при влагосодержании от 0 % до 70 % ± 6,0 %;

- при влагосодержании свыше 70 % до 95 % ± 15,0 %.

6.5.4 При определении пределов допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода воздуха, приведенного к стандартным условиям. каждой точке расхода проводят не менее трех измерений.

Основную относительную погрешность измерений объемного расхода воздуха, приведенного к стандартным условиям δQ_{zij} , %, в j -ой точке определяют по формуле

$$\delta Q_{zij} = \frac{Q_{zij} - Q_{zij}^3}{Q_{zij}^3} \cdot 100, \quad (4)$$

где Q_{zij} – объемный расход воздуха, приведенный к стандартным условиям, измеренный установкой измерительной, м³/ч;

Q_{zij}^3 – объемный расход воздуха, приведенный к стандартным условиям, измеренный эталоном, м³/ч.

Значение относительной погрешности объемного расхода воздуха, приведенного к стандартным условиям, не должно превышать ± 5 %.

7. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

7.1 Положительные результаты поверки установки измерительной оформляют протоколами и свидетельством о поверке, оформленным в соответствии с требованиями организации-поверителя и ПР 50.2.006-94 «ГСИ. Порядок проведения поверки средств измерений».

7.2 Отрицательные результаты поверки оформляются извещением о непригодности в соответствии с ПР 50.2.006-94 «ГСИ. Порядок проведения поверки средств измерений», при этом поверительное клеймо гасится, предыдущее свидетельство о поверке аннулируется.