

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
МЕТРОЛОГИЧЕСКОЙ СЛУЖБЫ
(ФГБУ «ВНИИМС»)**

СОГЛАСОВАНО

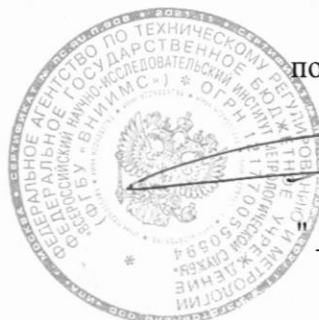
Заместитель директора

по производственной метрологии

ФГБУ «ВНИИМС»

А.Е. Коломин

" 14 " 12 2022 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти Z27001

Методика поверки

МП 208-061-2022

г. Москва

2022 г.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти Z27001 (далее – система), изготовленную фирмой «KROHNE OIL & GAS B.V.», Нидерланды, и устанавливает требования к методам и средствам ее первичной и периодической поверок.

1.2 Реализация данной методики обеспечивает метрологическую прослеживаемость передачи единицы объема жидкости системы к: ГЭТ 3-2020 (единица массы), ГЭТ 18-2014 (единица) плотности, ГЭТ 34-2020 (единица температуры), ГЭТ 1-2022 (единица частоты и времени) в соответствии с локальной поверочной схемой.

Единица объема жидкости передается методом непосредственного сличения.

Поверка проводится на месте эксплуатации.

2. ПЕРЕЧЕНЬ ОПЕРАЦИЙ ПОВЕРКИ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

2.1. При проведении поверки систем должны выполняться операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки.

| Наименование операции | Номер пункта | При первичной поверке | При периодической поверке |
|--|--------------|-----------------------|---------------------------|
| Внешний осмотр | 7 | Да | Да |
| Проверка идентификационных данных программного обеспечения средства измерений | 8 | Да | Да |
| Подготовка к поверке и опробование средства измерений | 9 | Да | Да |
| Определение погрешности средства измерений и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям | 10 | | |
| Определение погрешности при измерении объема | 10.1 | Да | Да |
| Определение погрешности при измерении массы брутто нефти | 10.2 | Да | Да |
| Определение погрешности при измерении массы нетто нефти | 10.3 | Да | Да |
| Оформление результатов поверки | 11 | Да | Да |

3. ТРЕБОВАНИЯ К УСЛОВИЯМ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ

3.1. Условия проведения поверки приведены в таблице 2.

Таблица 2. – Условия проведения поверки

| Параметр | Значение |
|--|-------------------------------------|
| Измеряемая среда | товарная нефть по ГОСТ Р 51858-2002 |
| Избыточное давление измеряемой среды, МПа | от 0,2 до 1,6 |
| Температура измеряемой среды, °С | от +15 до +40 |
| Плотность нефти при температуре +20 °С, кг/м ³ | от 906 до 964 |
| Плотность нефти при рабочих условиях, кг/м ³ | от 870 до 912 |
| Вязкость нефти кинематическая при рабочих условиях, мм ² /с | от 1 до 47 |

Окончание таблицы 2

| Параметр | Значение |
|---|--|
| Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц | 420, трехфазное; 230, однофазное; 50±1 |
| Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, °С, не ниже | от +15 до +35 +15 |
| Относительная влажность воздуха, % | от 10 до 98 |
| Свободный газ в нефти | отсутствует |
| Осадки | без осадков |

3.2. При проведении поверки условия применения средств поверки должны соответствовать их эксплуатационной документации.

4. ТРЕБОВАНИЯ К СПЕЦИАЛИСТАМ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИМ ПОВЕРКУ

4.1. К поверке допускают лиц, изучивших документацию на систему и средства поверки, правила пожарной безопасности, действующие на предприятии и утвержденные в установленном порядке, а также правила выполнения работ в соответствии с технической документацией, прошедших обучение и инструктаж по технике безопасности труда в соответствии с ГОСТ 12.0.004-2015.

5. МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СРЕДСТВАМ ПОВЕРКИ

5.1. При проведении поверки применяют средства поверки, указанные в таблице 3.

Таблица 3 – Средства поверки

| Операции поверки требующие применение средств поверки | Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки | Перечень рекомендуемых средств поверки |
|---|--|---|
| 1 | 2 | 3 |
| 10 | Счетчик ультразвукового Altosonic VMR, оснащенный индивидуальными прямолинейными входным (со струевыпрямителем) и выходным участками, диапазон объемного расхода от 1000 до 10000 м ³ /ч, пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объема жидкости ±0,07 % | Счетчик ультразвукового ALTOSONIC VR (мод. ALTOSONIC VMR), (регистрационный номер 27615-09) |
| 7, 8, 9 | Средство измерений температуры окружающей среды: диапазон измерений от минус 20 до плюс 40 °С, пределы абсолютной погрешности измерений температуры не более 0,5 °С | Термогигрометр ИВА-6 (регистрационный номер 46434-11) |

| | | |
|---------|---|---|
| 7, 8, 9 | Средство измерений относительной влажности окружающей среды: диапазон измерений от 30 до 95 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений ± 5 %. | Термогигрометр ИВА-6 (регистрационный номер 46434-11) |
|---------|---|---|

5.2. Допускается использовать другие средства поверки с метрологическими и техническими характеристиками обеспечивающих измерение параметров с требуемой точностью.

5.3. Эталоны и средства поверки должны быть поверены или аттестованы, данные о положительных результатах поверки должны содержаться в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, испытательное оборудование должно быть аттестовано, остальное оборудование – проверено.

6. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

При проведении поверки должны выполняться следующие требования безопасности.

6.1. Поверитель проводит поверку в спецодежде: мужчины и женщины – спецодежду, комбинезоне по ГОСТ 12.4.100-80 (ярких цветов, со светоотражающими элементами, не поддерживающая горение и изготовлена из антистатических материалов), спец обувь, каска, очки защитные, перчатки, газоанализатор индивидуальный определения концентрации сероводорода с порогом сигнализации 3 мг/м^3 (2,11 ppm), индивидуальный само спасатель ПДУ-3 (или аналог).

6.2. Перед началом поверки проверяют исправность: системы, лестницы, подножек и площадки обслуживания, наличие необходимых заземлений.

6.3. Содержание паров нефтепродукта в воздухе рабочей зоны не превышает ПДК 300 мг/м^3 и ПДК сероводорода в смеси с углеводородами не превышает 3 мг/м^3 .

7. ВНЕШНИЙ ОСМОТР

7.1. При внешнем осмотре устанавливают соответствие системы следующим требованиям:

- комплектность соответствует комплектности, указанной в паспорте на систему;
- на составных частях системы отсутствуют механические повреждения и дефекты покрытий, ухудшающие ее внешний вид и препятствующие ее применению;
- маркировка соответствует эксплуатационной документации;
- на следующие составные части системы имеются действующие свидетельства о поверке (сведения о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений):

- комплексы измерительно-вычислительные (далее – ИВК);
- счетчик ALTOSONIC VMR в эталонно-резервной линии (далее – ЭУЗР);
- преобразователи температуры и давления в измерительной линии, эталонно-резервной линии, блоке контроля качества;
- преобразователи измерительные (барьеры искрозащиты);
- преобразователи плотности;
- влагомер нефти;
- ротаметр.

- средства измерений в составе системы и составные части системы опломбированы в соответствии с их эксплуатационной документацией и эксплуатационной документацией на систему.

Примечание – Для ротаметров вместо поверки допускается проводить калибровку. В этом случае для ротаметров вместо наличия действующего свидетельства о поверке (сведений о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений) проверяют наличие действующего сертификата калибровки.

7.2. Результаты внешнего осмотра считают положительными, если выполняются вышеперечисленные условия. В случае отрицательных результатов при внешнем осмотре, система поверке не подлежит до устранения недостатков.

8. ПРОВЕРКА ИДЕНТИФИКАЦИОННЫХ ДАННЫХ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

8.1. Проверяют идентификационные данные программного обеспечения ИВК.

8.1.1. В соответствии с методикой поверки или эксплуатационной документацией ИВК считывают номера версий и цифровые идентификаторы программного обеспечения ИВК.

8.1.2. Результаты проверки идентификационных данных программного обеспечения ИВК считают положительными, если номера версий программного обеспечения и цифровые идентификаторы основного и резервного ИВК соответствуют идентификационным данным программного обеспечения ИВК, указанным в описании типа системы.

8.2. Проверяют идентификационные данные программного обеспечения АРМ-оператора.

8.2.1. В соответствии с руководством пользователя АРМ-оператора считывают номера версий и цифровые идентификаторы (при наличии) программного обеспечения АРМ-оператора.

8.2.2. Результаты проверки идентификационных данных программного обеспечения АРМ-оператора считают положительными, если номера версий программного обеспечения и цифровые идентификаторы (при наличии) программного обеспечения АРМ-оператора соответствуют идентификационным данным программного обеспечения, указанным в описании типа системы.

9. ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ И ОПРОБОВАНИЕ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

9.1. Подготовка к поверке

9.1.1. Перед проведением поверки средств измерений, входящих в состав системы, проводят подготовительные операции, указанные в методиках поверки на составные части системы.

9.1.2. Перед определением погрешности счетчика ALTOSONIC VM (далее – УЗР) при измерении объема выполняют следующие подготовительные работы:

- проверяют герметичность первичных преобразователей УЗР и ЭУЗР, задвижек и соединительных трубопроводов;

- производят все необходимые соединения и коммутации УЗР и ЭУЗР, согласно эксплуатационной документации на средства измерений.

- удаляют воздух и стабилизируют температуру нефти в измерительной линии и эталонно-резервной линии. Для этого пропускают поток нефти в течение 10 минут через рабочую измерительную линию и эталонно-резервную измерительную линию до стабилизации температуры.

9.2. Опробование.

9.2.1. Проверку общей работоспособности и опробование системы проводят путем проверки отсутствия индикации на показывающем устройстве ИВК и АРМ-оператора сбоев и коммуникационных ошибок. Контролируют показания измерительных каналов расхода, объема

(массы), температуры, давления в измерительной линии, эталонно-резервной линии и блоке контроля качества.

9.2.2. Контролируют показания влагосодержания и плотности нефти в блоке контроля качества путем проведения контроля метрологических характеристик плотномеров в соответствии с методикой измерений на систему.

9.2.3. Проверяют вывод на печать отчетов за разные интервалы времени.

9.2.4. Проверяют возможность перехода с основных средств измерений на резервные средства измерений и обратно.

9.2.5. Результаты опробования считают положительными, если:

- значения расхода, температуры и давления нефти должны увеличиваться (уменьшаться) при увеличении (уменьшении) соответственно расхода, температуры и давления нефти;
- значения объема (массы) нефти возрастают;
- результаты контроля метрологических характеристик основного и резервного плотномеров положительные;
- результаты контроля метрологических характеристик влагомера положительные;
- проводится вывод на печать отчетов за разные интервалы времени;
- обеспечивается возможность перехода с основных средств измерений на резервные средства измерений и обратно.

10. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ И ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИМ ТРЕБОВАНИЯМ

10.1. Определение погрешности при измерении объема.

10.1.1. Определение погрешности при измерении объема нефти УЗР проводят не менее чем при пяти расходах нефти, равномерно распределенных во всем диапазоне расхода системы, путем сравнения результатов измерений объема нефти, измеренных УЗР и ЭУЗР, приведенных к стандартным условиям (температура +15 °С и избыточное давление 0 МПа).

10.1.2. На каждом расходе проводят не менее пяти измерений.

10.1.3. Допустимые отклонения расхода нефти составляют:

- на минимальном расходе от Q_{\min} до $1,025 \cdot Q_{\min}$;
- на максимальном расходе от $0,975 \cdot Q_{\max}$ до Q_{\max} .

10.1.4. Время измерения объема при каждом измерении не менее 180 с.

10.1.5. Значение объемов нефти, измеренных ЭУЗР и УЗР, приведенных к стандартным условиям (температура +15 °С и избыточное давление 0 МПа), считывают с показывающего устройства АРМ-оператора или берут из протокола поверки счетчика, формируемом ИВК.

10.1.6. Рассчитывают относительную погрешность при измерении объема нефти при каждом измерении по формуле

$$\delta V_{ji} = \frac{V_{Cji} - V_{0ji}}{V_{0ji}} \cdot 100\%, \quad (1)$$

где

V_{0ji} – объем нефти, измеренный ЭУЗР на j - ом расходе при i - ом измерении, приведенный к стандартным условиям (температура +15 °С и избыточное давление 0 МПа), м³;

V_{Cji} – объем нефти, измеренный УЗР на j - ом расходе при i - ом измерении, приведенный к стандартным условиям (температура +15 °С и избыточное давление 0 МПа), м³.

10.1.7. Результаты поверки считают положительными, если при каждом измерении выполняется условие $|\delta V_{ji}| \leq 0,1 \%$.

10.2. Определение погрешности системы при измерении массы, брутто нефти.

10.2.1. Определение пределов погрешности системы при измерении массы брутто нефти вычисляются по формуле

$$\delta m = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta V^2 + G^2 \cdot (\delta \rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_\rho^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_V^2 + \delta N^2}, \quad (2)$$

где

δV – пределы допускаемой относительной погрешности УЗР при измерении объема нефти, % (принимают равными $\pm 0,15$ %);

$\delta \rho$ – пределы допускаемой относительной погрешности канала плотности нефти, %, рассчитываемые по формуле

$$\delta \rho = \sqrt{\delta \rho_{\text{ПП}}^2 + \delta \rho_B^2}, \quad (3)$$

где

$\delta \rho_{\text{ПП}}$ – пределы допускаемой относительной погрешности измерения плотности плотномера, %;

$\delta \rho_B$ – пределы допускаемой относительной погрешности измерения плотности ИВК, %.

δN – пределы относительной погрешности ИВК при вычислении массы брутто нефти, %;

G – коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_V}{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_\rho}, \quad (4)$$

$\Delta T_\rho, \Delta T_V$ – пределы допускаемых абсолютных погрешностей каналов измерений температур T_ρ, T_V , °C, рассчитываемые по формуле

$$\Delta T = \sqrt{\Delta T_{\text{ПП}}^2 + \Delta T_Z^2 + \Delta T_B^2}, \quad (5)$$

где

$\Delta T_{\text{ПП}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения температуры преобразователем температуры, °C;

ΔT_Z – пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразователя измерительного (барьера искрозащиты), °C;

ΔT_B – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения температуры преобразователем температуры, °C.

T_ρ, T_V – температура нефти соответственно при измерении плотности и объема нефти, °C;

β – коэффициент объемного расширения нефти, $1/^\circ\text{C}$.

Определение коэффициента объемного расширения нефти проводят по ГОСТ 8.587-2019 или рекомендации Р 50.2.076-2010.

10.2.2. Результаты поверки считают положительными, если рассчитанные пределы относительной погрешности при измерении массы брутто нефти не более $\pm 0,25$ %.

10.3. Определение погрешности системы при измерении массы нетто нефти.

10.3.1. Определение пределов погрешности системы при измерении массы нетто нефти вычисляют по формуле

$$\delta m_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta m}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{XC}^2 + \Delta W_{МП}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{XC} + W_{МП}}{100}\right)^2}}, \quad (6)$$

где

δm – пределы относительной погрешности измерений массы брутто нефти системой, %;

W_B – массовая доля воды, % массовых, рассчитываемая по формуле

$$W_B = \varphi_B \cdot \frac{\rho_B}{\rho}, \quad (7)$$

где

ρ – плотность нефти, кг/м³;

ρ_B – плотность воды, кг/м³;

φ_B – объемная доля воды, %.

W_{XC} – массовая доля хлористых солей, % массовых, рассчитываемая по формуле

$$W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{XC}}{\rho}, \quad (8)$$

где

ρ – плотность нефти, кг/м³;

φ_{XC} – концентрация хлористых солей, мг/дм³.

$W_{МП}$ – массовая доля механических примесей, % массовых;

ΔW_B – пределы абсолютной погрешности определения массовой доли воды, % массовых;

ΔW_{XC} – пределы абсолютной погрешности определения массовой доли хлористых солей, % массовых;

$\Delta W_{МП}$ – пределы абсолютной погрешности определения массовой доли механических примесей, % массовых.

При определении массовых долей воды, хлористых солей, механических примесей используют максимальные значения их содержания в нефти и минимальное значение плотности нефти в рабочих условиях в соответствии с описанием типа на систему.

10.3.2. Результаты поверки считают положительными, если рассчитанные пределы относительной погрешности при измерении массы нетто нефти не более $\pm 0,35$ %.

10.4. Система соответствует метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, и результаты поверки системы считают положительными, если результаты поверки по разделам 7 – 10 положительные.

11. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

11.1. Сведения о результатах поверки системы передаются в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

11.2. Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы. В протоколе поверки при определении погрешности при измерении объема должны быть приведены

параметры измеряемой среды (плотность нефти при стандартных условиях и кинематическая вязкость нефти) и результаты измерений и вычислений при каждом определении погрешности:

- время измерений;
- частота выходного сигнала УЗР;
- расход нефти в измерительной линии ЭУЗР;
- количество импульсов от УЗР и ЭУЗР;
- средняя температура нефти в измерительных линиях УЗР и ЭУЗР;
- среднее избыточное давление нефти в измерительных линиях УЗР и ЭУЗР;
- объем при стандартных условиях, измеренный УЗР и ЭУЗР;
- коэффициенты преобразования УЗР и ЭУЗР.

12.3. По заявлению владельца средств измерений или лица, представившего их на поверку положительные результаты поверки, оформляют записью в Паспорте, удостоверенной подписью поверителя и нанесением знака поверки и/или выдают свидетельство о поверке по установленной форме в соответствии с приказом Минпромторга России от 31 июля 2020 г. № 2510 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

11.4. По заявлению владельца средств измерений или лица, представившего их на поверку в случае отрицательных результатов поверки, выдает извещения о непригодности к применению средства измерений.

11.5. Паролем поверителя и владельца системы шифруется доступ к настройкам системы.

11.6. Пломбами с оттиском знака поверки пломбируют средства измерений в составе системы согласно МИ 3002 и/или их описания типа.

Начальник отдела 208
ФГБУ «ВНИИМС»



Б.А. Иполитов

Ведущий инженер отдела 208
ФГБУ «ВНИИМС»



Д.П. Ломакин