Государственный научный метрологический центр
Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии
(ГНМЦ - ВНИИР)
Госстандарта России

РЕКОМЕНДАЦИЯ

ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

ПОТОЧНЫЕ ВИБРАЦИОННЫЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ ПЛОТНОСТИ

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ НА МЕСТЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ.

МИ 2403 - 95

Казань - 1995

gost.e-ecolog.ru

Настоящая рекомендация распространяется на поточные вибрационные преобразователи плотности жидкости (в дальнейшем - ПП), входящие в состав узлов учета товарной нефти и устанавливает методику их первичной и периодической поверки на месте эксплуатации с использованием в качестве средств поверки автоматических плотномеров.

Допускается по настоящей методике проводить поверку преобразователей плотности в комплекте со специализированными контроллерами, преобразующими выходной сигнал ПП в значение плотности.

Межповерочный интервал - 1 год.

1 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки выполняют следующие операции:

- внешний осмотр (п.7.1);
- опробование (п.7.2);
- определение абсолютной погрешности (п.7.3).

2 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

2.1 При проведении поверки применяют следующие средства поверки:

2.1.1 Автоматический плотномер-рабочий эталон (РЭ) плотности 1-го разряда по ГОСТ 8.024 с диапазоном измерений от 700 до 1000 кг/м^3 и пределами абсолютной погрешности $\pm$ 0.1 кг/м^3, оснащенный цифровым термометром с диапазоном измерений от 0 до 50 ^{o}C и пределами абсолютной погрешности $\pm$ 0.1 ^{o}C (например, типа МДП, МДЛ-1);

2.1.2 Вычислительное устройство (ПЭВМ или специализированный контроллер, преобразующий выходной сигнал ПП в значение плотности) или частотомер типа Ч3-38 по ГОСТ 7590 с диапазоном измерений от 100 до 2000 Гц;.

2.1.3 Термометры жидкостные стеклянные типа А с ценой деления 0.1 ^{o}C и диапазоном измерений от 0 до 50 ^{o}C по ГОСТ 28498;

2.1.4 Манометр класса точности 0.6, с диапазоном измерений от 0 до 6 МПа.

2.1.5 Промывочные жидкости:

- нефрас -С 50/170 по ГОСТ 8505,

- толуол.

2.1.6 Салфетки льняные

2.2 Допускается применять другие средства поверки, удовлетворяющие по характеристикам требованиям настоящей рекомендации.

2.3 Средства измерений, используемые при поверке, должны иметь свидетельства или клейма о поверке.

3 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

К выполнению измерений при поверке допускаются лица, изучившие инструкции по эксплуатации поверяемого ПП и средств поверки, настоящую рекомендацию и имеющие удостоверение поверителя.

4 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

4.1 При проведении поверки выполняют требования:

- правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей, утвержденных Госэлектронадзором СССР;

- правил устройства и безопасности сосудов, работающих под давлением, утвержденных Госгортехнадзором СССР;

- правил безопасности, изложенных в эксплуатационной документации на применяемые средства измерений и вспомогательное оборудование;

- правил безопасности, регламентирующих работу на данном технологическом объекте (на узле учета нефти и в операторной).

5 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

При проведении поверки соблюдают следующие условия;

- температура воздуха в блоке качества (место установки РЭ плотности), ^{o}С	от 5 до 40
- температура воздуха в помещении для контроллера	от 15 до 35

РЭ и вычислительного устройства, °С;	
- температура нефти в трубопроводе, °С;	от 0 до 50
- давление нефти в трубопроводе, МПа;	до 4
- напряжение питания, В	220 с допускаемым отклонением от -15% до +10% и частотой 50 Гц;
- освещенность в помещениях при поверке, не менее, лк;	250
- разность температуры нефти и окружающего воздуха в блоке качества, не более, °С	10;
- относительная влажность, не более, %	80;
- изменения режима и параметров нефти в процессе измерений при поверке, не более,	
плотности, кг/м^3	0.1 в течение 5 мин
температуры, °С	0.1 в течение 5 мин
давления, МПа	0.05 в течен. 5 мин
- вибрация в блоке качества	в соответствии с инструкцией по эксплуатации РЭ

6 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

6.1 Проверяют работоспособность и осуществляют контроль характеристик РЭ в соответствии с инструкцией по эксплуатации и с учетом особенностей применяемых средств поверки. (Приложение 1).

7 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

7.1 Внешний осмотр

7.1.1 Устанавливают соответствие ПП по комплектности и внешнему виду требованиям эксплуатационной документации, правильность монтажа и отсутствие механических повреждений.

7.1.2 Проверяют наличие сертификата градуировки поверяемого плотномера и соответствие введенных в память контроллера коэффициентов значениям, приведенным в сертификате или в свидетельстве о поверке.

7.2 Опробование

При опробовании преобразователя проверяют исправность электрической схемы и общее функционирование согласно инструкции по эксплуатации.

7.2 Определение абсолютной погрешности

7.2.1 Определение абсолютной погрешности преобразователя плотности производится при одновременном измерении плотности нефти поверяемым и эталонным средствами при значениях температуры и давлении нефти в рабочем диапазоне их изменений.

7.2.2 Измерение плотности, температуры и давления нефти производится в следующем порядке.

Устанавливается расход нефти в блоке качества в пределах от 0.5 до 1 $м^3/ч$. При достижении условий П.5, производят измерения плотности поверяемым и эталонным средствами, а также температуры и давления нефти.

7.2.3 При отсутствии вычислительного устройства выходной сигнал ПП измеряют частотомером и по формулам, приведенным в сертификате на преобразователь плотности, вычисляют плотность.

7.2.4 Результаты записывают в протокол по форме, указанной в приложении 2.

7.2.5 Определение абсолютной погрешности поверяемого плотномера выполняют три раза.

8 ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

8.1 Абсолютную погрешность плотномера определяют по формуле

$$\Delta = \rho - D_o, \qquad (1)$$

где ρ – результат измерений плотности ПП, $кг/м^3$,

D_o – результат измерений плотности рабочим эталоном, приведенный по температуре и давлению к условиям измерения поверяемого плотномера по формуле 2, $кг/м^3$.

$$D_o = \rho_0 \cdot [1+(\beta + C)(t_0 - t) + \gamma \cdot (P - P_0)], \qquad (2)$$

где ρ_0 – результат измерений плотности рабочим эталоном, кг/м^3;

β - коэффициент объемного расширения нефти при температуре t_0 (табл. 1 приложения 2 МИ2153), $^{O}C^{-1}$;

$C = +23 \ \ 10^{-6}$ при t_0 выше $20^{O}C$,

$C = -23 \ \ 10^{-6}$ при t_0 ниже $20^{O}C$,

$C = 0$ при $t_0 = 20^{O}C$,

γ - коэффициент сжимаемости нефти (табл. 2 приложения 2 МИ 2153), МПа$^{-1}$;

t_0 и t - температура нефти в РЭ и поверяемом плотномере соответственно, ^{O}C;

P_0 и P - давление нефти в РЭ и поверяемом плотномере соответственно, МПа.

8.2 Вычисления по формулам (1), (2) могут производиться в вычислительном устройстве РЭ.

8.3 Значение абсолютной погрешности, вычисленное по формуле (1), не должно превышать ± 0,3 кг/м^3 для преобразователей типа 7830, 7835 и не более $\pm \Delta_д$ кг/м^3 для преобразователей типа 7840 (Вычисляется по приложению 3).

Если абсолютная погрешность превышает указанные пределы, то преобразователь градуируют по методике, приведенной в приложении 4.

9 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

9.1 При положительных результатах поверки плотномер признают годным к применению и на него выдают свидетельство о поверке установленной формы по ПР 50.2.006.

9.2 При отрицательных результатах поверки плотномер к применению не допускают, свидетельство аннулируют, и выдают извещение о непригодности с указанием причин по ПР 50.2.006.

Приложение 1

Особенности подготовки и работы с РЭ типа МДП и МДЛ-1.

1 Подготовка МДП

1.1 Проверяют горизонтальность положения МДП, при необходимости регулируют.

1.2 Промывают измерительную камеру и поплавок растворителем и толуолом.

1.3 Включают контроллер и запускают рабочую программу автоматической поверки на персональном компьютере.

1.4 Открывают вентили и краны на подводящих линиях и организуют поток нефти через теплообменную рубашку до стабилизации температуры в измерительной камере МДП.

1.5 Устанавливают поплавок в измерительную камеру МДП.

2 Подготовка МДЛ-1

2.1 Промывают измерительную камеру и поплавок бензином и толуолом.

2.2 Устанавливают поплавок в измерительную камеру МДЛ-1.

2.3 Гибкими рукавами присоединяют датчик МДЛ-1 к технологической линии последовательно с поверяемым плотномером.

3 Работа с МДП:

3.1 Открывают входной и выходной краны измерительной камеры.

3.2 После завершения проверки стабильности режима и параметров нефти закрывают входной и выходной краны измерительной камеры.

3.3 Остальные операции поверки выполняются в автоматическом режиме с выдачей протокола поверки.

4 Работа с МДЛ-1:

4.1 Открывают входной и выходной краны датчика МДЛ-1 для организации потока нефти через измерительную камеру и отбора представительной пробы нефти.

4.2 Через 10-20 минут, после стабилизации температуры корпуса измерительной камеры, закрывают краны и отсоединяют датчик. За 5 минут до отбора пробы фиксируют показания поверяемого плотномера, приведенные к единым условиям, а также температуру и давление нефти. Требования к стабильности в соответствии с П.5. За результаты измерений поверяемым плотномером прини-

мают значение плотности, определенное как среднее арифметическое показаний плотномера за последнюю минуту.

4.3 Переносят датчик в помещение и подключают кабелем к контроллеру. Вращая ножки, устанавливают датчик по ампуле уровня в горизонтальное положение.

4.4 Проводят измерение плотности, температуры и давления отобранной пробы нефти.

Приложение 2

Протокол поверки

Средство измерений (наименование, тип) _____

Тип, заводской номер, год выпуска _____

Владелец _____

Результаты измерений

Определение абсолютной погрешности.

№	Результат измерений поверяемым плотномером				Результат измерений РЭ				Погрешность абсолютная
	T, мкс	ρ, кг/м^3	t, °C	P, МПа	ρ_0, кг/м^3	t_0, °C	P_0, МПа	D_o, кг/м^3	Δ, кг/м^3
1									
2									
3									

Вывод:

Подпись лица, проводившего поверку	Дата поверки
_____ /Фамилия, И.О./	“ __ “ _____ 199_г

Приложение 3

Расчет допускаемой абсолютной погрешности преобразователя плотности 7840

Допускаемая абсолютная погрешность преобразователя в конце межповерочного интервала вычисляется по формуле:

$$\Delta_д = \sqrt{\Delta^2 + \Delta_t^2 + \Delta_p^2 + \Delta_{рэ}^2 + \Delta_T^2} \qquad (1)$$

где $\Delta_{рэ}$ - допускаемая абсолютная погрешность рабочего эталона, кг/м^3;

Δ - основная абсолютная погрешность поверяемого преобразователя, кг/м^3;

$\Delta = 0.35$ кг/м^3;

Δ_t - дополнительная абсолютная погрешность поверяемого преобразователя от температуры нефти, кг/м^3; $\Delta_t = 0.05$ (t-20);

Δ_p - дополнительная абсолютная погрешность поверяемого преобразователя от давления нефти, кг/м^3; $\Delta_p = 0.06$ P;

Δ_T – долгосрочная стабильность в межповерочном интервале 1 год, кг/м^3;

t - температура нефти при поверке, °C;

P - давление нефти при поверке, МПа.

Допускаемая абсолютная погрешность преобразователя в начале межповерочного интервала вычисляется по формуле:

$$\Delta_{дэ} = \sqrt{\Delta^2 + \Delta_t^2 + \Delta_p^2 + \Delta_{рэ}^2 + \Delta^2} \quad (2)$$

Приложение 4

Методика градуировки

преобразователей плотности в условиях эксплуатации

1 Вычисляют среднюю погрешность преобразователя по трем результатам измерений при поверке.

$$\Delta_{ср} = (\Delta_1 + \Delta_2 + \Delta_3) /3 \qquad (1)$$

2 Новое значение коэффициента К 0 определяют по формуле:

$$К0_{нов} = К0 - \Delta_{ср} \qquad (2)$$

3 Определяют 2 раза абсолютную погрешность преобразователя с новым коэффициента К0 в соответствии с П. 7.2 настоящей методики.

gost.e-ecolog.ru