Министерство нефтяной промышленности

ВНИИСПТнефть

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

М Е Т О Д И К А

КОНТРОЛЯ РАБОТОСПОСОБНОСТИ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ ПЛОТНОСТИ НА МЕСТЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ

РД 39-0147103-352-86

Уфа 1986

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

Всесоюзный научно-исследовательский институт по сбору, подготовке и транспорту нефти и нефтепродуктов

(ВНИИСПТнефть)

УТВЕРЖДЕН

первым заместителем
министра В.Ю.Филановским
22 июля 1986 года

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИКА КОНТРОЛЯ РАБОТОСПОСОБНОСТИ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ ПЛОТНОСТИ НА МЕСТЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ

РД 39-0147103-352-86

Уфа 1986

Руководящий документ РД 39-0147103-352-86 "Методика контроля работоспособности преобразователя плотности на месте эксплуатации"

РАЗРАБОТАН Всесоюзным научно-исследовательским институтом по сбору, подготовке и транспорту нефти и нефтепродуктов (разработчики Р.Г.Исхаков, В.Г.Володин, Н.М.Черкасов, А.А.Дворяшин, В.Л.Беляков, А.А.Фаткуллин);

Управлением автоматизации и средств связи (разработчик В.Г.Панарин);

Специализированным управлением по метрологическому обеспечению, техническому обслуживанию измерительных систем определения количества нефти и пусконаладочных работ (разработчики С.М.Михайлов, В.И.Вишняков, Л.В.Аблина);

Специализированным Управлением пуско-наладочных работ (разработчики И.С.Минасян, Е.Ю.Сементовская).

СОГЛАСОВАН Казанским филиалом Всесоюзного ордена Трудового Красного Знамени научно-исследовательского института физико-технических измерений (КФ ВНИИФТРИ) Госстандарта.

В связи с ограниченным тиражом институт "ВНИИСПТнефть" разрешает заинтересованным организациям размножение данного документа.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИКА КОНТРОЛЯ РАБОТОСПОСОБНОСТИ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ ПЛОТНОСТИ НА МЕСТЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ

РД 39-0147103-352-86

Вводится взамен "Временной методики проверки плотномеров в условиях эксплуатации"

Срок введения установлен с15.08.86г.

Срок действия до15.08.88г.

Настоящий руководящий документ предназначен для проведения контроля метрологических характеристик преобразователей плотности - статической и динамической погрешностей. Руководящий документ распространяется на преобразователи плотности "Денситон" и "Солартрон", установленные на узлах учета нефти.

Контроль осуществляется ведомственной метрологической службой.

I. СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ

При контроле преобразователей плотности должны быть применены следующие средства измерений.

I.I. Набор ареометров для нефти,аттестованных с точностью образцовых II разряда, диапазон измерений 770-950 кг/м^3, допускаемая погрешность $\pm$ 0,3 кг/м^3, ГОСТ I8481-81.

I.2. Вольтметр цифровой В7-I6, диапазон измерений 0-I000 В, в рабочем диапазоне от 0 до I0 В предел допускаемой основной погрешности $\pm$ 0,05%, ТУ 2.7I0.002.

I.3. Термометры группы 4, тип Б или А, № 2, диапазон измерений 0-55^{o}С, цена деления 0,I^{o}С, ГОСТ 2I5-73Е.

I.4. Цилиндр I-1000, ГОСТ 18481-81.

I.5. Частотомер электронно-счетный Ч3-33, диапазон измерения 10 Гц -10МГц, ГОСТ 7590-78.

I.6. Манометр избыточного давления грузопоршневой МП-60, ГОСТ 8291-83.

I.7. Манометр класса точности I.0, ГОСТ 8625-77.

I.8. Лупа с 4-хкратным увеличением.

I.9. Промывочные жидкости:

авиационный бензин марки Б-70, ГОСТ 1012-72;

хромовая смесь (60 г двухромовокислого калия, I $дм^3$ серной кислоты плотностью 1840 $кг/м^3$ и I $дм^3$ дистиллированной воды);

спирт технический , ГОСТ 18300-72;

бензол, ГОСТ 5955-75;

I.10. Допустимо применение других средств измерений с аналогичными или лучшими характеристиками.

2. ОПЕРАЦИИ КОНТРОЛЯ

При проведении контроля должны быть выполнены следующие операции.

2.I. Отбор проб нефти для анализов (п.4.I.).

2.2. Измерение плотности нефти ареометром (п.5.I.2.).

2.3. Измерение плотности нефти преобразователем плотности в статическом режиме (п.5.I.).

2.4. Определение разности значений плотности нефти, измеренных ареометром и преобразователем плотности (п.п.5.I.I3-5.I.I6).

2.5. Определение влияния потока на результат измерения преобразователем (п.5.2.).

2.6. Текущий контроль за работой преобразователя плотности (р. 6).

3. УСЛОВИЯ КОНТРОЛЯ

При проведении контроля должны быть соблюдены следующие условия.

3.1. Преобразователь плотности должен быть поверен и иметь свидетельство о поверке.

3.2. Контроль преобразователя плотности "Денситон" необходимо проводить в рабочем диапазоне плотности, температуры и давления, указанных в свидетельстве о поверке.

3.3. Контроль преобразователя плотности "Солартрон" необходимо проводить при рабочем давлении.

3.4. Значения параметров, указанных в п.п. 3.2 и 3.3 должны соответствовать условиям эксплуатации преобразователя плотности на момент контроля.

4. ПОДГОТОВКА К КОНТРОЛЮ

Перед проведением контроля должны быть выполнены следующие работы.

4.1. Отбирают нефть (5 л) в блоке качества с помощью вентиля ручного отбора в открытую емкость.

4.2. Отсоединяют кабель от преобразователя плотности, преобразователь демонтируют с технологической линии.

4.3. Промывают преобразователь плотности промывочными жидкостями и высушивают.

4.4. Ареометр и термометры промывают бензином, чистым спиртом и выдерживают на воздухе до высыхания.

4.5. Цилиндр промывают хромовой смесью, ополаскивают дистиллированной водой и высушивают.

4.6. При контроле преобразователя плотности "Денситон" устанавливают температуру окружающей среды в блоке качества, соответ-

ствующую одному из значений рабочего диапазона температуры нефти.

Допускается статическую проверку преобразователя плотности проводить в специально оборудованном помещении, имеющем взрывозащищенную электроарматуру.

4.7. При проверке преобразователя плотности "Солартрон" устанавливают температуру воздуха в помещении $20 \pm 10^{\circ}C$.

4.8. Выдерживают при температуре, указанной в п.п. 4.6, 4.7. датчик плотности и пробу нефти не менее 6 часов.

4.8.1. При использовании для контроля преобразователя плотности легких нефтей время выдержки нефти можно сократить до 2 часов, чтобы плотность отстоенной нефти осталась в пределах рабочего диапазона плотности на данном пункте сдачи нефти.

4.8.2. Для преобразователя плотности, который постоянно находился в блоке качества и там же был промыт, дополнительной выдержки времени перед проведением контроля не требуется.

4.9. Устанавливают заглушку на нижний фланец преобразователя.

4.10. Не менее чем за один час до проверки подсоединяют кабель к преобразователю плотности.

4.11. При контроле преобразователя плотности "Денситон" подсоединяют к выводам платы плотномера вольтметр.

При контроле преобразователя плотности "Солартрон" подсоединяют к выходам первичного преобразователя плотности частотомер.

5. ПРОВЕДЕНИЕ КОНТРОЛЯ

5.1. Определение плотности нефти в статическом режиме в рабочем диапазоне давлений.

5.1.1. Пробу нефти объемом 1000 мл заливают в чистый цилиндр.

5.1.2. Измеряют температуру нефти стеклянным термометром с

точностью 0,I°С и плотность ареометром согласно ГОСТ 3900-47.

5.I.3. Результаты измерения плотности и температуры нефти в цилиндре заносят в протокол.

5.I.4. В полость преобразователя плотности вводят пробу нефти из цилиндра. Пробу нефти заливают медленно, чтобы в полости преобразователя плотности не было пузырьков воздуха, плотномер "Денситон" наклоняют в сторону кармана компенсирующего элемента.

5.I.5. Измеряют температуру нефти в преобразователе плотности с точностью 0,I°С стеклянным термометром.

5.I.6. Преобразователь плотности закрывают прокладкой из бензостойкой резины и заглушкой со штуцером. Через штуцер преобразователь соединяют с грузопоршневым манометром или с вентилем ручного отбора пробы в блоке качества.

5.I.7. Используя рабочее давление блока качества или с помощью грузопоршневого манометра создают в преобразователе плотности давление, соответствующее условиям его эксплуатации на момент поверки. Производят отсчет выходного сигнала с вольтметра при контроле преобразователя плотности "Денситон" или частотомера при контроле плотномера "Солартрон".

5.I.8. Снижают давление в преобразователе плотности до атмосферного, снимают верхний фланец и резиновую прокладку.

5.I.9. Производят повторное измерение температуры нефти в преобразователе плотности аналогично п.5.I.5.

5.I.I0. Результаты измерения выходного сигнала преобразователя плотности, давления и температуры нефти в преобразователе заносят в протокол обязательного приложения I.

5.I.II. Пробу нефти из преобразователя плотности сливают в цилиндр.

5.I.I2. Операции по п.п.5.I.2-5.I.II производят не менее 3 раз.

5.I.I3. Значение плотности пробы нефти, определенное с помощью ареометра, приводят по температуре и давлению к условиям, при которых производился отсчет выходного сигнала преобразователя плотности, по формуле:

$$\rho_{oi\,пр} = \rho_{oi}\left[1+\beta(t_{oi}-t_i)+F\,p_i\right] \qquad (1)$$

где ρ_{oi} – плотность нефти, определенная с помощью ареометра, кг/м^3;

β – коэффициент термического расширения, значение которого берется из таблицы, приведенной в приложении 3, $^{o}C^{-1}$;

t_{oi} – температура нефти в цилиндре, ^{o}C;

t_i – температура нефти в преобразователе плотности, ^{o}C – среднее арифметическое значений температуры, полученных при измерениях по п.п.5.I.5.и 5.I.9;

F – коэффициент сжимаемости нефти, $F = 1{,}0 \cdot 10^{-3}$ МПа$^{-1}$;

p_i – давление в преобразователе плотности, МПа.

5.I.I4. Значение плотности нефти, кг/м^3, по данным измерений, полученным с помощью преобразователя плотности "Денситон", вычисляется по формуле

$$\rho_i = A \cdot U_i\,, \qquad (2)$$

где A = I00 кг/м^3/ В – коэффициент пропорциональности,

U_i – значение напряжения выходного сигнала преобразователя плотности при i-ом измерении, В.

5.I.I5. Для преобразователя плотности типа "Солартрон" плотность, кг/м^3, вычисляется по формуле:

$$\rho_i = (K_0 + K_1 T_i + K_2 T_i^2)\cdot 10^3 - \Delta\rho_p\,, \qquad (3)$$

где K_0, K_1, K_2 – постоянные коэффициенты, приведенные в сертификате на данный преобразователь плотности ;

$T_i = \frac{10^6}{f_i}$ - значение периода выходного сигнала преобразователя плотности при i -ом измерении, мкс;

f_i - значение частоты выходного сигнала, Гц ;

$\Delta\rho_p$ - поправка по давлению, обеспечивающая компенсацию коэффициента давления преобразователя плотности Т NT I762, кг/м^3, вычисленная по формуле:

$$\Delta\rho_p = 145{,}04 \cdot K_p \cdot P_u , \qquad (4)$$

где K_p - коэффициент давления преобразователя плотности, приведенный в сертификате ;

P_u - избыточное давление в преобразователе плотности в момент контроля, МПа.

5.I.I6. Разность значений плотности нефти, измеренных ареометром и преобразователем плотности, вычисляется по формуле:

$$\Delta\rho_i = \rho_i - \rho_{oi\,пр} . \qquad (5)$$

Величина разности не должна превышать сумму пределов допускаемых погрешностей преобразователя плотности и ареометра

$$\Delta\rho_i \leq \theta_a + \theta , \qquad (6)$$

где θ_a - предел допускаемой погрешности ареометра, кг/м^3 ;

$\theta = \frac{\delta \cdot \rho_{max}}{100}$ - предел допускаемой погрешности преобразователя плотности , кг/м^3 ;

$\delta = 0{,}1\%$ - приведенная погрешность преобразователя плотности ;

ρ_{max} - максимальное значение рабочего диапазона плотности, взятое из свидетельства о поверке, кг/м^3.

5.I.I7. Если одно из значений разности, определенных по формуле (5), превышает сумму пределов допускаемых погрешностей, то количество измерений доводят до 5.

При повторном получении отрицательных результатов преобразователь плотности подлежит ремонту и внеочередной поверке.

5.I.I8. При выполнении условия (6) производят измерения по пункту 5.2.

5.2. Определение влияния потока на выходной сигнал преобразователя плотности.

5.2.I. Устанавливают преобразователь плотности в измерительную линию блока качества согласно техническому описанию, подсоединяют кабель к преобразователю плотности и включают поток нефти через преобразователь.

5.2.2. Подключают вольтметр (частотомер) к преобразователю плотности и выдерживают его на потоке в течение одного часа.

5.2.3. Производят отсчет показаний выходного сигнала преобразователя плотности.

5.2.4. Закрывают задвижку ниже преобразователя плотности по потоку.

5.2.5. Через I минуту после прекращения прохождения нефти через преобразователь плотности производят отсчет выходного сигнала.

5.2.6. Результаты измерения выходного сигнала преобразователя плотности, давления и температуры нефти в преобразователе при открытой и закрытой задвижке заносят в протокол приложения I.

5.2.7. Операции по п.п. 5.2.3.-5.2.6. производят не менее 3 раз.

5.2.8. Разность показаний преобразователя плотности в потоке ρ_{gi} и при закрытой задвижке ρ_{cmi} в каждом измерении не должна превышать предел допускаемой погрешности преобразователя плотности θ .

При невыполнении этого условия преобразователь плотности к эксплуатации не допускается.

6. ТЕКУЩИЙ КОНТРОЛЬ РАБОТОСПОСОБНОСТИ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ ПЛОТНОСТИ

6.I. В журнале текущего контроля (приложение 2) фиксируются средние за смену значения плотности нефти по данным аналитической лаборатории ρ_0 и по показаниям преобразователя плотности ρ .

6.2. Каждую смену определяется разность плотностей

$$\Delta = \rho - \rho_0 \cdot K , \qquad (7)$$

где K - коэффициент приведения ρ к температуре и давлению нефти в блоке качества ;

P - среднесменное значение давления нефти в блоке качества, МПа ;

$t_{тпр}$, $t_{пл}$ - среднесменные значения температуры нефти, соответственно на УУН и в блоке качества, ^{o}С.

6.3. Определяют отклонение сменной разности плотности Δ от среднего значения $\bar{\Delta}$ за первые 30 смен после поверки: $\Delta - \bar{\Delta}$.

Должно выполняться условие:

$$|\Delta - \bar{\Delta}| \leq \theta_a + \theta . \qquad (8)$$

При несоблюдении этого условия в течение двух смен подряд преобразователь плотности демонтируется и производится его контроль согласно пунктам 4 и 5 настоящей методики.

ПРИЛОЖЕНИЕ I

Обязательное

П Р О Т О К О Л №

контроля работоспособности преобразователя плотности

Тип _____ заводской № _____ изготовитель _____

Место поверки _____ Рабочий диапазон: плотности _____

температуры _____

давления _____

Предел допускаемой погрешности _____

преобразователя плотности _____ ареометра

Результаты контроля преобразователя плотности в статическом режиме в рабочем диапазоне давлений

Давление в преобразователе плотности, P_i МПа	Температура нефти в цилиндре t_{oi} °С	Температура нефти в преобразователе плотности, t_i °С	Значение плотности нефти, определенное ареометром, ρ_{oi} кг/м³	Приведенное значение плотности нефти к t_i $\rho_{oi\,пр}$ кг/м³	Значение выходного сигнала преобразователя плотности U, B (Н, Гц)	Значение плотности нефти, измеренное преобразователем плотности, ρ_i кг/м³	Разность значений плотности, $\Delta\rho_i = \rho_i - \rho_{oi\,пр}$ кг/м³	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9

В примечании протокола следует указывать заводские номера ареометра, термометров, манометров, вольтметра (частотомера), использованных при контроле работоспособности преобразователя плотности

ПРИЛОЖЕНИЕ I

(продолжение)

Результаты контроля преобразователя плотности на потоке и при закрытой задвижке

Давление в блоке качества, P_i, МПа	Температура нефти в блоке качества, t, °С	Результаты измерения плотности нефти преобразователем плотности на потоке		Результаты измерения плотности нефти преобразователем при закрытой задвижке		Разность значений плотности на потоке и при закрытой задвижке, $\rho_{gi} - \rho_{cmi}$, кг/м³	Примечание
		Значение выходного сигнала U, В (Н, Гц)	Значение плотности ρ_{gi} кг/м³	Значение выходного сигнала U, В (Н, Гц)	Значение плотности ρ_{cmi} кг/м³		
I	2	3	4	5	6	7	8

Проверку произвели представители:

Спецнефтеметрологии

РНПУ

НГДУ

Дата проверки "____" _____ 198 г.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2
Обязательное

ЖУРНАЛ

текущего контроля работоспособности преобразователя плотности

Тип _____ заводской № _____ изготовитель _____

Место поверки _____ Предел допускаемой погрешности

преобразователя плотности _____

ареометра _____

Среднее значение разности $\bar{\Delta}$ за 30 смен
после поверки

Дата, смена	Среднесменные значения						Разность значений плотности, $\Delta_c = \rho - K\rho_0$, кг/м³	Отклонение среднесменной разности $\Delta_c - \bar{\Delta}$	Примечание
	Давление в блоке качества, p, МПа	Значение температуры нефти на УУН, $t_{1пр}$ °С	Значение температуры нефти в блоке качества, t, °С	Значение плотности нефти, измеренное ареометром, ρ_0, кг/м³	Приведенное значение плотности, $K\rho_0$, кг/м³	Значение плотности нефти, измеренное преобразователем плотности, ρ, кг/м³			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

ПОДПИСИ:

Представитель РНПУ

Представитель НГДУ

ПРИЛОЖЕНИЕ 3
Справочное

Значения коэффициентов термического расширения нефти

Плотность, кг/м^3	$\beta \cdot 10^4$, °С$^{-1}$
800,0 - 809,9	9,5
810,0 - 819,9	9,2
820,0 - 829,9	9,0
830,0 - 839,9	8,7
840,0 - 849,9	8,4
850,0 - 859,9	8,2
860,0 - 869,9	7,9
870,0 - 879,9	7,7
880,0 - 889,9	7,5
890,0 - 899,9	7,2
900,0 - 909,9	7,0

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

М Е Т О Д И К А

КОНТРОЛЯ РАБОТОСПОСОБНОСТИ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ ПЛОТНОСТИ НА МЕСТЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ

РД 39-0147103-352-86

ВНИИСПТнефть

450055, Уфа, просп.Октября, 144/3

Подписано в печать 05.09.86 г. ПО0366
Формат 60х90/16. Уч.-изд.л. 0,8. Тираж 200 экз.
Заказ 178

Ротапринт ВНИИСПТнефти

gost.e-ecolog.ru