

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

Министерство нефтяной промышленности  
Всесоюзный научно-исследовательский институт по сбору,  
подготовке и транспорту нефти и нефтепродуктов  
(ВНИИСПТнефть)

**УТВЕРЖДЕН**

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

**РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ**

**МЕТОДИКА КОНТРОЛЯ РАБОТСПОСОБНОСТИ  
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.Дворянин, В.Л.Беляков, А.А.Фаткуллин);

Управлением автоматизации и средств связи (разработчик В.Р.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 с 15.08.86г.

Срок действия до 15.08.88г.

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.

#### 1. СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ

При контроле преобразователей плотности должны быть применены следующие средства измерений.

1.1. Набор ареометров для нефти, аттестованных с точностью образцовых II разряда, диапазон измерений 770-950 кг/м<sup>3</sup>, допускаемая погрешность  $\pm 0,3$  кг/м<sup>3</sup>, ГОСТ 18481-81.

1.2. Вольтметр цифровой В7-16, диапазон измерений 0-1000 В, в рабочем диапазоне от 0 до 10 В предел допускаемой основной погрешности  $\pm 0,05\%$ , ТУ 2.710.002.

1.3. Термометры группы 4, тип Б или А, № 2, диапазон измерений 0-55°C, цена деления 0,1°C, ГОСТ 215-73Б.

1.4. Цилиндр 1-1000, ГОСТ 18481-81.

1.5. Частотомер электронно-счетный ЧЗ-33, диапазон измерения 10 Гц - 10МГц, ГОСТ 7590-78.

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

1.7. Манометр класса точности 1.0, ГОСТ 8625-77.

1.8. Лупа с 4-кратным увеличением.

1.9. Промывочные жидкости:

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

хромовая смесь (60 г двуххромовокислого калия, 1 дм<sup>3</sup> серной кислоты плотностью 1840 кг/м<sup>3</sup> и 1 дм<sup>3</sup> дистиллированной воды);

спирт технический, ГОСТ 18300-72;

бензол, ГОСТ 5955-75;

1.10. Допустимо применение других средств измерений с аналогичными или лучшими характеристиками.

## 2. ОПЕРАЦИИ КОНТРОЛЯ

При проведении контроля должны быть выполнены следующие операции.

2.1. Отбор проб нефти для анализов (п.4.1.).

2.2. Измерение плотности нефти ареометром (п.5.1.2.).

2.3. Измерение плотности нефти преобразователем плотности в статическом режиме (п.5.1.).

2.4. Определение разности значений плотности нефти, измеренных ареометром и преобразователем плотности (п.п.5.1.13-5.1.16).

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 вентилля 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  $20 \pm 10^{\circ}\text{C}$ .

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 отстоянной 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 плотномер 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  $0,1^{\circ}\text{C}$  и плотность ареометром согласно ГОСТ 3900-47.

5.1.3. Результаты измерения плотности и температуры нефти в цилиндре заносят в протокол.

5.1.4. 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.

5.1.5. Измеряют температуру нефти в преобразователе плотности с точностью  $0,1^{\circ}\text{C}$  стеклянным термометром.

5.1.6. 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.

5.1.7. 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".

5.1.8. Снижают давление в преобразователе плотности до атмосферного, снимают верхний фланец и резиновую прокладку.

5.1.9. Производят повторное измерение температуры нефти в преобразователе плотности аналогично п.5.1.5.

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

5.1.11. Пробу нефти из преобразователя плотности сливают в цилиндр.

5.1.12. Операции по п.п.5.1.2-5.1.11 производят не менее 3 раз.



5.1.13. 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:

$$\rho_{oi\text{ пр}} = \rho_{oi} [1 + \beta (t_{oi} - t_i) + F \rho_i] \quad (1)$$

где  $\rho_{oi}$  - плотность нефти, определенная с помощью ареометра,  $\text{кг/м}^3$ ;

$\beta$  - коэффициент термического расширения, значение которого берется из таблицы, приведенной в приложении 3,  $^{\circ}\text{C}^{-1}$ ;

$t_{oi}$  - температура нефти в цилиндре,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$t_i$  - температура нефти в преобразователе плотности,  $^{\circ}\text{C}$  - среднее арифметическое значений температуры, полученных при измерениях по п.п. 5.1.5. и 5.1.9;

$F$  - коэффициент сжимаемости нефти,

$$F = 1,0 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1};$$

$\rho_i$  - давление в преобразователе плотности, МПа.

5.1.14. Значение плотности нефти,  $\text{кг/м}^3$ , по данным измерений, полученным с помощью преобразователя плотности "Денситон", вычисляется по формуле

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

где  $A = 100 \text{ кг/м}^3 / \text{В}$  - коэффициент пропорциональности,

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

5.1.15. Для преобразователя плотности типа "Солартрон" плотность,  $\text{кг/м}^3$ , вычисляется по формуле:

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

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  $T$   $NT$  1762, кг/м<sup>3</sup>, вычисленная по формуле:

$$\Delta \rho_p = 145,04 \cdot K_p \cdot P_u, \quad (4)$$

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

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

5.1.16. Разность значений плотности нефти, измеренных ареометром и преобразователем плотности, вычисляется по формуле:

$$\Delta \rho_i = \rho_i - \rho_{oi} \text{ пр.} \quad (5)$$

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

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

где  $\theta_a$  - предел допускаемой погрешности ареометра, кг/м<sup>3</sup> ;

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

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

$\rho_{max}$  - максимальное значение рабочего диапазона плотности, взятое из свидетельства о поверке, кг/м<sup>3</sup>.

5.1.17. 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.

5.1.18. При выполнении условия ( 6 ) производят измерения по пункту 5.2.

5.2. Определение влияния потока на выходной сигнал преобразователя плотности.

5.2.1. 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 1 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  $\rho_{di}$  и при закрытой задвижке  $\rho_{sti}$  в каждом измерении не должна превышать предел допускаемой погрешности преобразователя плотности  $\theta$ .

При невыполнении этого условия преобразователь плотности к эксплуатации не допускается.

## 6. ТЕКУЩИЙ КОНТРОЛЬ РАБОТОСПОСОБНОСТИ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ ПЛОТНОСТИ

6.1. В журнале текущего контроля ( приложение 2) фиксируются средние за смену значения плотности нефти по данным аналитической лаборатории  $\rho_0$  и по показаниям преобразователя плотности  $\rho$ .

6.2. Каждую смену определяется разность плотностей

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

где  $K$  - коэффициент приведения  $\rho$  к температуре и давлению нефти в блоке качества ;

$\rho$  - среднесменное значение давления нефти в блоке качества, МПа ;

$t_{np}, t_{nl}$  - среднесменные значения температуры нефти, соответственно на УУН и в блоке качества, °С.

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

Должно выполняться условие:

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

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

ПРОТОКОЛ №

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

12

Давление в преобразователе плотности, $P_i$ МПа	Температура нефти в цилиндре, $t_{oi}$ °C	Температура нефти в преобразователе плотности, $t_i$ °C	Значение плотности нефти, определенное ареометром, $\rho_{oi}$ кг/м <sup>3</sup>	Приведенное значение плотности нефти к $t_i$ , $\rho_{oi пр}$ кг/м <sup>3</sup>	Значение выходного сигнала преобразователя плотности, $U, V$ (Н, Гц)	Значение плотности нефти, измеренное преобразователем плотности, $\rho_i$ кг/м <sup>3</sup>	Разность значений плотности, $\Delta \rho_i = \rho_i - \rho_{oi пр}$ кг/м <sup>3</sup>	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, $P, \text{МПа}$	Температура нефти в блоке ка- чества, $^{\circ}\text{C}$ $t$	Результаты измерения плот- ности нефти преобразовате- лем плотности на потоке		Результаты измерения плот- ности нефти преобразовате- лем при закрытой задвижке		Разность значений плотности на потоке и при за- крытой задвижке, $\rho_{di} - 3\rho_{cti}$ кг/м <sup>3</sup>	Примечание
		Значение вы- ходного сиг- нала $U, \text{В}$ ( Н, Гц )	Значение плотности $\rho_{di}$ кг/м <sup>3</sup>	Значение выходно- го сигнала $U, \text{В}$ ( Н, Гц )	Значение плотности $\rho_{cti}$ кг/м <sup>3</sup>		
1	2	3	4	5	6	7	8

13

Проверку произвели представители:

Спецнефтеметрологии

РНДУ

НГДУ

Дата проверки "\_\_\_"\_\_\_198 г.

Ж У Р Н А Л

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

текущего контроля работоспособности преобразователя плотности

Обязательное

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/м <sup>3</sup>	Отклонение средней разности $\Delta_c - \bar{\Delta}$	Примечание	
	Давление в блоке качества, $\rho$ МПа	Значение температуры нефти на УУН, $t_{np}$ , °C	Значение температуры нефти в блоке качества, $t$ , °C	Значение плотности нефти, измеренное ареометром, $\rho_0$ , кг/м <sup>3</sup>	Приведенное значение плотности, $K\rho_0$ , кг/м <sup>3</sup>				Значение плотности нефти, измеренное преобразователем плотности, $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

ПОДПИСИ:

Представитель РНТУ

Представитель ИГДУ

ПРИЛОЖЕНИЕ 3  
СправочноеЗначения коэффициентов термического  
расширения нефти

Плотность, кг/м <sup>3</sup>	$\beta \cdot 10^4, \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$
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. П10366

Формат 60x90/16. Уч.-изд. л. 0,8. Тираж 200 экз.

Заказ 178

---

Ротапринт ВНИИСПТнефти