Министерство нефтяной промышленности
ВНИИСПТнефть

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

М Е Т О Д И К А

ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ СЖИМАЕМОСТИ И ТЕРМИЧЕСКОГО РАСШИРЕНИЯ НЕФТИ

РД 39-5-1313-85

1985

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

ВНИИСПТнефть

УТВЕРЖДЕН
первым заместителем министра
В.Д.Филановским
27 сентября 1985 г.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

М Е Т О Д И К А

ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ СЖИМАЕМОСТИ И ТЕРМИЧЕСКОГО РАСШИРЕНИЯ НЕФТИ

РД 39-5-1313-85

1985

Руководящий документ РД 39-5-1313-85 "Методика определения коэффициентов сжимаемости и термического расширения нефти"

РАЗРАБОТАН - Всесоюзным научно-исследовательским институтом по сбору, подготовке и транспорту нефти и нефтепродуктов (ВНИИСПТнефть) Мин.нефтепрома
(А.Г.Гумеров, д.т.н., В.Г.Володин, к.т.н., Н.М.Черкасов, к.т.н., Э.Г.Любарская).

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Методика определения коэффициентов сжимаемости и термического расширения нефти

РД 39-5-1313-85

Вводится впервые

Приказом Министерства нефтяной промышленности от 2 октября 1985г. № 567 срок введения установлен с 3.10.85. Срок действия до 3.10.88

Настоящая методика предназначена для выполнения измерений средних значений коэффициентов сжимаемости и термического расширения товарной нефти в заданном диапазоне давлений и температур.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Средний коэффициент сжимаемости определяется как отношение относительного изменения объема жидкости при изотермическом сжатии к приращению давления:

$$\beta = -\frac{1}{V_0}\,\frac{V_2 - V_0}{P_1 - P_0} \quad . \qquad (1.1)$$

1.2. Средний коэффициент термического расширения определяется как отношение относительного изменения объема жидкости при изобарическом нагреве к приращению температуры:

$$\alpha = \frac{1}{V_0} \cdot \frac{V_1 - V_0}{t_1 - t_0} \quad . \qquad (1.2)$$

I.3. Измерение коэффициентов сжимаемости и термического расширения нефти основано на пьезометрическом методе. В качестве пьезометра переменного объема используется устройство УОСГ-IOOM, выпускаемое серийно и предназначенное для определения содержания свободного газа в нефти.

2. СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

2.I. Устройство УОСГ-IOOM, состоящее из пробоотборной камеры, пресса, манометрического узла и термостатирующей "рубашки". Пресс имеет плунжер, линейную шкалу и лимб. Перемещение плунжера оттарировано в единицах объема. Цена деления по линейной шкале - I $см^3$, по лимбу-0,0I $см^3$.

2.2. Образцовый манометр класса 0,4 с пределом IO МПа. (ГОСТ 6521-72).

2.3. Термостат типа *U* -IO с нагнетательным насосом и погрешностью поддержания температуры не более $\pm$ 0,I°С.

2.4. Термометр типа 4-Б2; предел измерений 0÷55°С, цена деления 0,I°С (ГОСТ 215-73).

2.5. Секундомер СОПпр 2а-3 (ГОСТ 5072-79).

2.6. Термостатирующая жидкость - вода.

2.7. Промывочные жидкости - соляровое масло, спирто-бензоловая смесь.

2.8. Применяемые средства измерений должны иметь действующие свидетельства о государственной поверке.

2.9. Допускается применение других средств измерений с аналогичными или лучшими метрологическими характеристиками.

3. УСЛОВИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ

3.I. Устройство УОСГ-IOOМ должно устанавливаться в укрытии (блоке), обеспечивающем защиту от воздействия ветра, атмосферных осадков и прямых солнечных лучей.

3.2. Температура окружающей среды, ^{o}C - +5 ÷ +30 .

3.3. Температура рабочей среды, ^{o}C - 0 ÷ 50.

3.4. Максимальное давление в подводящем трубопроводе, МПа - 4,0.

3.5. Давление в рабочей камере УОСГ - IOOМ, МПа - 0÷IO.

3.6. Изменение температуры нефти за период измерения коэффициента сжимаемости не должно превышать $\pm$ $I^{o}C$.

4. ПОДГОТОВКА К ВЫПОЛНЕНИЮ ИЗМЕРЕНИЙ

4.I. Провести проверку пробоотборной камеры на герметичность.

4.I.I. Заполнить камеру водой.

4.I.2. Повернуть пробоотборную камеру в положение "отбор пробы" и закрыть клапаны высокого давления.

4.I.3. Внедрением плунжера поднять давление до IO МПа.

4.I.4. Сделать выдержку в течение 5 мин. Если уменьшение давления за это время не превысит 0,I МПа, пробоотборная камера считается герметичной.

4.2. Сбросить давление до 2 МПа.

4.3. Подключить устройство к нефтепроводу, открыть вентили на пробоотборных патрубках, обеспечить циркуляцию нефти через "рубашку". Изменение давления в пробоотборной камере свидетельствует о наличии циркуляции через измерительное устройство и его готовности к работе.

5. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ

5.I. Определение коэффициента сжимаемости при температуре в нефтепроводе.

5.I.I. Подсоединить устройство УОСГ-IOOM к нефтепроводу.

5.I.2. Открыть клапаны высокого давления и обеспечить проток нефти через пробоотборную камеру. Установить визир и лимб в исходное положение "0". Прогреть устройство в течение не менее 20 мин.

5.I.3. Отсечь пробу и закрыть клапаны высокого давления.

5.I.4. Медленно перемещая плунжер, сжать пробу до давления 2 МПа. Выдержать пробу до установления давления по манометру $P_I = 2{,}0 \pm 0{,}I$ МПа. Зафиксировать соответствующее значение положения плунжера l_{p_1}.

5.I.5. Медленно перемещая плунжер, сжать пробу до давления 6,0 МПа. Выдержать пробу до установления давления по манометру $P_2 = 6{,}0 \pm 0{,}I$ МПа. Зафиксировать соответствующее положение плунжера l_{p_2}.

5.I.6. Измерить температуру t нефти в нефтепроводе.

5.I.7. Вычислить значение коэффициента сжимаемости нефти по формуле:

$$\beta_1 = \frac{1}{V_1 - l_{p_1}} \cdot \frac{l_{p_2} - l_{p_1}}{P_2 - P_1} - \frac{V_1}{V_1 - l_{p_1}} \cdot \beta_{yc} \quad ; \qquad (5.I)$$

$$V_1 = V_0 \left[1 + \beta_{yc} \cdot P_1 + \alpha_{yc} (t - t_0) \right] \quad , \qquad (5.2)$$

где V_0 – вместимость пробоотборной камеры при нулевом положении плунжера при атмосферном давлении и температуре t_0 (из паспорта УОСГ-IOOM), $см^3$;

α_{yc}, β_{yc} – поправочные коэффициенты на температурное расширение и упругую деформацию устройства УОСГ-IOOM (из свидетельства об аттестации или поверке), $^oC^{-I}$, МПа;

V_1 - вместимость пробоотборной камеры при нулевом положении плунжера при давлении P_I и температуре t, см³;

t_o - температура поверочной жидкости при определении V_o (из паспорта УОСГ-100М), °С;

t - температура нефти, °С;

P_1, P_2 - начальное и конечное давление в пробоотборной камере, МПа (P_I = 2,0 МПа, P_2 = 6,0 МПа);

l_{P_1}, l_{P_2} - положения плунжера по линейной шкале и лимбу УОСГ-100М, соответствующие давлениям P_I и P_2, см³.

5.I.8. Повторить операции по пп. 5.I.2 - 5.I.7 и определить значение β_2.

5.I.9. Определить $\beta_{cp} = \frac{\beta_1 + \beta_2}{2}$, МПа⁻¹.

5.I.I0. Определить расхождение результатов двух наблюдений

$$\Delta\beta = \frac{\beta_1 - \beta_2}{\beta_{cp}} \cdot 100; \% . \qquad (5.3)$$

Если $|\Delta\beta| \leq 10\%$, то значение β_{cp} принимается за результат измерения коэффициента сжимаемости нефти.

Если $|\Delta\beta| > 10\%$, повторить операции по пп. 5.I.2 - 5.I.7.

5.2. Определение коэффициента сжимаемости при температурах, отличных от температуры в нефтепроводе.

5.2.I. Подсоединить устройство УОСГ-100М к нефтепроводу.

5.2.2. Открыть клапаны высокого давления и обеспечить проток нефти через пробоотборную камеру в течение не менее I0 мин.

5.2.3. Отсечь пробу, закрыть клапаны высокого давления, сжать пробу до P=7,0-8,0 МПа Сбросить давление, открыть клапаны высокого давления, обеспечить проток нефти через пробоотборную камеру.

Операции по п.5.2.3 повторить 3-5 раз для обеспечения заполнения пробоотборной камеры исследуемой нефтью.

5.2.5. Установить визир линейной шкалы в положение "I0", лимб на "0". Отсечь пробу и закрыть клапаны высокого давления.

5.2.6. Отсоединить устройство от нефтепровода и промыть "рубашку" растворителем через входной и выходной штуцеры. Давление в пробоотборной камере поддерживать равным давлению в процессе отбора пробы.

5.2.7. Подключить устройство к термостату.

5.2.8. Установить требуемую температуру термостатирования. Термостатирование пробы считается законченным, если стрелка манометра в течение 10 мин не отклоняется более чем на 0,05 МПа.

5.2.9. Произвести операции по пп. 5.1.4 - 5.1.10.

5.3. Определение коэффициента термического расширения нефти в заданном интервале температур.

5.3.1. Произвести операции по пп. 5.2.1 - 5.2.7.

5.3.2. Установить температуру термостатирования t_1, соответствующую нижней границе заданного интервала.

Давление в пробоотборной камере в процессе термостатирования поддерживается постоянным. Термостатирование пробы считается законченным, если стрелка манометра в течение 10 мин не отклоняется более чем на 0,05 МПа.

Зафиксировать положение плунжера l_{t_1}, соответствующее температуре пробы t_1.

5.3.3. Повторить операции по п.5.3.2 при температуре термостатирования t_2, соответствующей верхней границе заданного интервала $|t_2 - t_1| \geq 5^{\circ}C$.

5.3.4. Определить значение коэффициента термического расширения:

$$\alpha_t = \frac{1}{V_t - l_{t_1}} \cdot \frac{l_{t_1} - l_{t_2}}{t_2 - t_1} + \frac{V_t}{V_t - l_{t_1}} \cdot \alpha_{yc} \quad ; \qquad (5.4)$$

$$V_t = V_0 \left[1 + \beta_{yc} P + \alpha_{yc} (t_1 - t_0)\right] \quad , \qquad (5.5)$$

где P - давление пробы нефти, МПа;

t_1, t_2 - температуры термостатирования пробы, соответствующие нижней и верхней границам заданного интервала, °С;

l_{t_1}, l_{t_2} - положение плунжера по линейной шкале и лимбу УОСГ-100М соответствующее температурам t_1 и t_2, см³.

5.3.5. Повторить операции по пп. 5.3.1 - 5.3.4 и определить значение α_2.

5.3.6. Определить $\alpha_{ср} = \frac{\alpha_1 + \alpha_2}{2}$.

5.3.7. Определить расхождения результатов двух наблюдений:

$$\Delta\alpha = \frac{\alpha_1 - \alpha_2}{\alpha_{ср}} \cdot 100; \ \%$$

Если $|\Delta\alpha| \leq 5\%$, то значение $\alpha_{ср}$ принимается за результат измерения среднего коэффициента термического расширения нефти в заданном диапазоне температур.

Если $|\Delta\alpha| > 5\%$, проводятся повторные измерения п.5.3.

6. ПОКАЗАТЕЛИ ТОЧНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ

6.1. Предельная относительная погрешность результата измерения коэффициента сжимаемости нефти (с доверительной вероятностью 95%), % - 10.

6.2. Предельная относительная погрешность результата измерения коэффициента термического расширения нефти, % - 5.

7. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

7.1. К работе допускаются лица с образованием не ниже среднего, хорошо освоившие правила эксплуатации устройства УОСГ-100М, изучившие настоящую методику, сдавшие экзамен по технике безопасности при работе с химическими реактивами и сосудами, работающими под давлением.

7.2. При работе с нефтью и промывочными жидкостями необходимо соблюдать правила техники безопасности для работников химических лабораторий, правила работы с сосудами, работающими под давлением.

7.3. Запрещается работать с устройством УОСГ-ПООМ при неисправных вентилях в местах подключения к нефтепроводу.

7.4. Разборку устройства производить только после сброса давления и слива жидкости из системы.

8. МЕЖПОВЕРОЧНЫЙ ИНТЕРВАЛ ДЛЯ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ, ВХОДЯЩИХ В КОМПЛЕКТ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЙ КОЭФФИЦИЕНТОВ СЖИМАЕМОСТИ И ТЕРМИЧЕСКОГО РАСШИРЕНИЯ НЕФТИ

Таблица

№№ пп	Средства измерения	Межповерочный интервал	Нормативный документ
I.	Устройство УОСГ-ПООМ	I раз в год	Методика первичной и периодической аттестации (приложение данного РД)
2.	Термометр типа БПУ №2 ГОСТ 215-73	I раз в год	ГОСТ 2045-71
3.	Манометр образцовый кл.0,4 ГОСТ 6521-72	I раз в год	ГОСТ 8.161-75
4.	Секундомер СОП пр 2а-3 ГОСТ 5072-79	I раз в год	Инструкция 247-54

Примечание. В первый год эксплуатации осуществляется ежеквартальный внутрилабораторный контроль показателей точности методики путем измерения коэффициентов сжимаемости и термического расширения воды. Отклонение результатов измерений от табличных данных ГСССД 2-16 не должно превышать величин, указанных в п.п.6.1, 6.2. При отрицательных результатах контрольных испытаний устройство УОСГ-ПООМ представляется на внеочередную поверку.

ПРИЛОЖЕНИЕ
(обязательное)

ИЗМЕРИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО УОСГ-100М
МЕТОДИКА АТТЕСТАЦИИ

Настоящая методика распространяется на измерительные устройства УОСГ-100М при использовании их для измерения коэффициентов сжимаемости и термического расширения нефти и устанавливает методику первичной и периодической аттестации.

I. ОПЕРАЦИИ АТТЕСТАЦИИ

I.I. При проведении аттестации должны быть выполнены следующие операции:

внешний осмотр (п.5.I) ,

опробование (п.5.2) ,

определение метрологических характеристик (п.5.3).

2. СРЕДСТВА АТТЕСТАЦИИ

2.I. Вода дистиллированная, ГОСТ 6709-72.

2.2. Термостат с нагнетательным насосом и погрешностью поддержания температуры не более $\pm$ 0,I°С.

2.3. Вакуумный насос.

3. УСЛОВИЯ АТТЕСТАЦИИ

3.I. При проведении поверки должно быть соблюдено следующее условие.

3.I.I. Температура окружающей среды (20 $\pm$ 5)°С.

4. ПОДГОТОВКА К АТТЕСТАЦИИ

4.I. Перед проведением поверки должны быть выполнены следующие подготовительные работы.

4.I.I. Устройство УОСГ-ПООМ промыто и высушено.

4.I.2. Плунжер установлен в положение "0".

5. ПРОВЕДЕНИЕ АТТЕСТАЦИИ

5.I. Внешний осмотр.

5.I.I. При проведении внешнего осмотра должно быть установлено наличие маркировки и соответствие ее техническому паспорту.

5.I.2. Устройство не должно иметь механических повреждений.

5.2. Опробование

5.2.I. Заполнить пробоотборную камеру дистиллированной водой, для чего

5.2.I.I. Установить устройство с полностью выведенным плунжером в вертикальное положение, отсоединить манометрический узел.

5.2.I.2. Заполнить дистиллированной водой пробоотборную камеру:

5.2.I.3. Подсоединить манометрический узел с вывернутой пробкой.

5.2.2. Подсоединить вакуумный насос через крышку манометрического узла и в течение 30 мин производить вакуумирование пробоотборной камеры, периодически подливая дистиллированную воду.

5.2.3. Отсоединить вакуумный насос, установить плунжер на отметку "5" и завернуть пробку.

5.2.4. Проверить герметичность пробоотборной камеры, для чего сжать пробу до I0 МПа и выдержать 30 мин. Падение давления в течение последующих 5 мин не должно превышать 0,I МПа.

5.3. Определение метрологических характеристик

5.3.I. Заполнить пробоотборную камеру дистиллированной водой в соответствии с пп. 5.2.I - 5.2.3.

5.3.2. Обеспечить циркуляцию термостатирующей жидкости термостата через "рубашку" устройства УОСГ-ПООМ, задать требуемую температуру регулятором термостата.

5.3.3. Медленно перемещая плунжер, сжать пробу до давления P_I = 5 МПа. Зафиксировать соответствующее значение положения плунжера V_{1i} .

5.3.4. Медленно перемещая плунжер, сжать пробу до давления P_2 = 9 МПа. Зафиксировать соответствующие значения положения плунжера V_{2i} .

5.3.5. Выполнить операции по пп. 5.3.3, 5.3.4 по пять раз в следующих точках диапазона рабочих температур: I0°С; 20°С, 30°С, 40°С.

5.3.6. Установить и поддерживать в пробоотборной камере давление 5 МПа.

5.3.7. Термостатировать пробу при температуре T_I = I0°С, зафиксировать соответствующее положение плунжера V_{3j} .

5.3.8. Термостатировать пробу при температуре T_2 = 40°С, зафиксировать соответствующее положение плунжера V_{4j} .

5.3.9. Выполнить операции по пп. 5.3.6 - 5.3.8 по четыре раза в следующих точках диапазона рабочих давлений: 4 МПа, 5 МПа, 6 МПа, 7 МПа, 8 МПа, 9 МПа.

5.3.I0. Допускаемая погрешность определения постоянных измерительного устройства β_{yc} и α_{yc} не должна превышать следующих величин:

для β_{yc} не более $0{,}025 \cdot I0^{-3}$ МПа$^{-I}$

для α_{yc} не более $0{,}0I5 \cdot I0^{-3}$ °С$^{-I}$

6. ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

6.I. Определение постоянных β_{yc} и α_{yc} измерительного устройства УОСГ-I00М.

6.I.I. Вычислить коэффициенты сжимаемости β_i и термического расширения α_j по формулам:

$$\beta_i = \frac{1}{V_0 - V_{1i}} \cdot \frac{V_{2i} - V_{1i}}{P_2 - P_1} , \qquad (6.1)$$

$$\alpha_j = \frac{1}{V_0 - V_{4j}} \cdot \frac{V_{3j} - V_{4j}}{T_2 - T_1} , \qquad (6.2)$$

где V_0 - вместимость пробоотборной камеры при нулевом положении плунжера (из паспорта на измерительное устройство УОСГ-I00М), см^3;

P_1 и V_{1i} - исходные значения давления и положения плунжера при i-м наблюдении, МПа и см^3;

P_2 и V_{2i} - конечные значения давления и положения плунжера при i-м наблюдении, МПа и см^3;

T_1 и V_{3j} - начальные значения температуры и положения плунжера при j-м наблюдении, ^{0}С и см^3;

T_2 и V_{4j} - конечные значения температуры и положения плунжера при j-м наблюдении, ^{0}С и см^3.

6.I.2. Определить постоянные устройства β_{yc} и α_{yc} по формулам:

$$\beta_{yc} = \frac{1}{n_\beta} \sum_{i=1}^{n_\beta} (\beta_i - \beta_{mod}) = \frac{1}{n_\beta} \sum_{i=1}^{n_\beta} \beta_{yc} \; ; \qquad (6.3)$$

$$\alpha_{yc} = \frac{1}{n_\alpha} \sum_{j=1}^{n_\alpha} (\alpha_j - \alpha_{mod}) = \frac{1}{n_\alpha} \sum_{j=1}^{n_\alpha} \alpha_{yc_j} , \qquad (6.4)$$

где $n_{\beta,\alpha}$ - число наблюдений β и α соответственно.

$\beta_{таб}$, $\alpha_{таб}$ - табличные значения коэффициентов сжимаемости и термического расширения дистиллированной воды, $МПа^{-1}$ и $^{0}C^{-1}$ (таблицы ГССД 2-I6).

6.I.3. Вычислить среднеквадратические отклонения результатов измерения постоянных $\beta_{ус}$ и $\alpha_{ус}$ по формулам :

$$S_{\beta_{ус}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} (\beta_{ус\,i} - \beta_{ус})^2}{n(n-1)}} \quad ; \tag{6.5}$$

$$S_{\alpha_{ус}} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^{n} (\alpha_{ус\,j} - \alpha_{ус})^2}{n(n-1)}} \quad . \tag{6.6}$$

6.I.4. Вычислить доверительные границы случайных составляющих погрешностей результатов измерений постоянных по формулам:

$$\Delta\beta_{ус} = t_{\beta} S_{\beta_{ус}} \quad ; \tag{6.7}$$

$$\Delta\alpha_{ус} = t_{\alpha} S_{\alpha_{ус}} \quad , \tag{6.8}$$

где $t_{\beta,\alpha}$ - коэффициент Стьюдента при доверительной вероятности 0,95 и числе наблюдений n_{β} и n_{α} соответственно.

6.I.5. Полученные значения погрешностей $\Delta\beta_{ус}$ и $\Delta\alpha_{ус}$ должны соответствовать требованиям п.5.3.I0.

7. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ АТТЕСТАЦИИ

7.I. На измерительное устройство УОСГ-I00М, признанное по результатам поверки годным, выдается свидетельство об аттестации установленной формы с указанием постоянных $\beta_{ус}$ и $\alpha_{ус}$.

7.2. Измерительное устройство УОСГ-I00М, не удовлетворяющее требованиям настоящей методики, к применению не допускается.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
I. Общие положения	3
2. Средства измерений	4
3. Условия выполнения измерений	5
4. Подготовка к выполнению измерений	5
5. Порядок выполнения измерений	6
6. Показатели точности измерений	9
7. Требования безопасности	9
8. Межповерочный интервал для средств измерений, входящих в комплект для измерений коэффициентов сжимаемости и термического расширения нефти	I0
Приложение. Измерительное устройство УОСТ-I00М Методика аттестации	II

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИКА

ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ СЖИМАЕМОСТИ И ТЕРМИЧЕСКОГО РАСШИРЕНИЯ НЕФТИ

РД 39-5-1313-85

ВНИИСПТнефть

450055, Уфа, просп. Октября, 144/3

Подписано в печать 11.12.85 г. ПП7176
Формат 60х90 1/16. Уч.-изд.л.0,8. Тираж 212 экз.
Заказ 241

Ротапринт ВНИИСПТнефть

gost.e-ecolog.ru