

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 1

Определение плотности нефти и содержания в нефти асфальтенов

Плотность – важнейшая характеристика нефти во многом определяющая ее качество.

Плотностью жидкости называется масса вещества, заключенная в единице объема.

Единицей измерения плотности в системе СИ служит кг/м^3 .

Вес единицы объема вещества называется удельным весом.

Единицей измерения удельного веса в системе СИ служит Н/м^3 .

Плотность и удельный вес вещества связаны между собой соотношением

$$\gamma = \rho \cdot g, \quad (1.1)$$

где g – ускорение силы тяжести, $9,81 \text{ м/с}^2$.

Относительная плотность $\rho_{t_{cm}}^{t_{onp}}$ является безразмерной величиной, представляющей собой отношение массы объема данного вещества при температуре определения к массе равного объема воды при стандартной температуре. В США и Англии стандартная температура для воды и нефти принята $t_{ст} = 15,6 \text{ }^\circ\text{C}$ ($60 \text{ }^\circ\text{F}$). В России была принята стандартная температура $t_{ст} = +4 \text{ }^\circ\text{C}$, а температура определения $t_{онп} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$. Относительная плотность обозначалась ρ_4^{20} . С 1 января 2004 г. введен в действие ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» и стало обязательным определение плотности нефти при $15 \text{ }^\circ\text{C}$. Поэтому ГОСТ Р 51069-97 дает следующее определение: относительная плотность (удельный вес) – отношение массы данного объема жидкости при температуре $15 \text{ }^\circ\text{C}$ ($60 \text{ }^\circ\text{F}$) к массе равного объема чистой воды при той же температуре. При записи результатов указывают стандартную температуру ρ_{60}^{60} .

Нефти различных месторождений России характеризуются широким диапазоном плотности: от 770 до 970 кг/м^3 . Плотность нефтей изменяется в пределах каждого нефтегазоносного района. Это объясняется тем, что большинство разрабатываемых нефтяных месторождений представлено многопластовыми залежами, для которых, как правило, с увеличением глубины залегания продуктивного горизонта плотность нефти снижается.

Плотность нефти зависит:

- от химического состава, в частности, от содержания тяжелых смолисто-асфальтеновых и сернистых компонентов, парафинов (табл. 1.1, 1.2);
- от фракционного состава (табл. 1.3).

Таблица 1.1

Характеристика нефтей по плотности и содержанию смол и асфальтенов

Нефть	Плотность, кг/м ³	Содержание, % мас.	
		Асфальтены	Смолы
Ромашкинская	860	2,60	8,60
Бавлинская	864	2,40	10,80
Сергеевская	860	1,00	11,20
Арланская	887	5,60	13,10
Радаевская	905	4,50	17,20
Мухановская	809	0,28	2,98
Дмитриевская	861	1,70	10,70
Подгорненская	843	0,54	5,18
Кулешовская 1	804	0,40	3,90
Кулешовская 2	819	0,50	6,60
Бузовнинская	910	0,30	25,00
Лебяжинская	860	3,17	10,76
Жетыбайская	836	1,20	13,80
Узеньская	853	0,80	11,20

Таблица 1.2

Характеристика нефтей по плотности и содержанию парафинов

Нефть	ρ^{20} , кг/м ³	Содержание парафинов, %
Охинская	929,0	0,03
Доссорская	860,0	0,31
Артемовская	924,0	0,62
Грозненская беспарафинистая	862,0	0,50
Сураханская масляная	879,0	0,90
Ишимбайская	867,0	1,40
Раманьская парафинистая	860,0	1,50
Ново-степановская	863,0	1,90
Сураханская парафинистая	868,0	2,50
Грозненская слабопарафинистая	835,0	2,30
Туймазинская	852,0	3,30
Сураханская отборная	853,0	4,00
Шор-суская	923,0	4,90
Зыхская	828,0	7,50
Грозненская парафинистая	843,0	9,00
Гора-Гурская	857,0	13,00
Озек-суатская	822,0	20,00

Сравнивая плотности товарных нефтей с примерно равным содержанием асфальтенов и смол, можно получить ориентировочные представления об их углеводородном составе: парафиновые нефти имеют плотность в пределах 750–800, нафтеновые 820–860 и ароматические 860–900 кг/м³.

Плотность нефтяных фракций увеличивается по мере возрастания температурных пределов их выкипания.

Таблица 1.3

Плотность фракций нефти Ишимбаевского месторождения

Пределы выкипания, °С	Плотность, г/см ³	Пределы выкипания, °С	Плотность, г/см ³
50–95	0,7017	300–350	0,8832
95–122	0,7328	350–400	0,8932
122–150	0,7577	400–450	0,9043
150–200	0,7842	450–500	0,9111
200–250	0,8255	500–550	0,9310
250–300	0,8610	Сырая нефть	0,8680

Плотность нефтепродуктов, вырабатываемых из определенных фракций нефти, соответственно составляет:

- бензины – 730–760 кг/м³;
- керосины – 780–830 кг/м³;
- дизельные топлива – 840–850 кг/м³;
- мазут – 950 кг/м³;
- масла – 880–930 кг/м³ [9].

Изменение плотности нефти в процессе ее добычи, сбора и подготовки, транспорта и хранения зависит от:

- температуры;
- давления;
- содержания растворенного нефтяного газа;
- содержания эмульгированной пластовой воды.

Плотность нефти является классификационным параметром. В табл. 1.4 приведены типы нефти по плотности.

В мировой торговой практике принято измерять добываемую и продаваемую нефть в баррелях, а ее плотность определять в градусах Американского нефтяного института – American Petroleum Institute (API) – при 60 °F, что соответствует 15,56 °С.

Плотность в градусах API – специальная функция относительной плотности (удельного веса), которую вычисляют по формуле:

$$\rho_{API} = \left(\frac{141,5}{\rho_{60}^{60}} \right) - 131,5 \quad ^\circ API. \quad (1.2)$$

Для России традиционно применение массовых единиц при расчетных операциях с подготовленной нефтью и нефтепродуктами.

Таблица 1.4

Наименование показателя	Норма для нефти типа				
	0	1	2	3	4
	<i>особо легкая</i>	<i>легкая</i>	<i>средняя</i>	<i>тяжелая</i>	<i>битуминозная</i>
Плотность, кг/м ³ при 20 °С	Не более 830,0	830,1–850,0	850,1–870,0	870,1–895,0	Более 895,0
при 15 °С	Не более 833,7	833,8–853,6	853,7–873,5	873,6–898,4	Более 898,4

Плотность, относительная плотность (удельный вес) или плотность в градусах API необходимы для пересчета измеренных объемов в объемы при стандартной температуре, при товарно-коммерческих операциях с нефтью, подготовленной к транспортированию по магистральным нефтепроводам, наливным транспортом для переработки и/или поставки на экспорт. Чем меньше плотность нефти, тем выше ее стоимость на мировом рынке.

В зависимости от требуемой точности плотность нефти определяют ареометром (точность до 0,001 г/см³), гидростатическими весами Вестфал-Мора (точность до 0,0005 г/см³), пикнометром (точность до 0,00005 г/см³) или автоматическими цифровыми плотномерами (точность от 0,0001 до 0,00001 г/см³).

1.1. Определение плотности нефти ареометром

Определение плотности нефти и нефтепродуктов ареометром выполняется по ГОСТ 3900-85.

Сущность метода заключается в погружении ареометра в испытуемый продукт, снятии показаний по шкале ареометра при температуре определения и пересчете результатов на плотность при температуре 20 °С.

Аппаратура

Для проведения работы необходимы:

- ареометры для нефти;
- стеклянные цилиндры для ареометров;

- термометр ртутный стеклянный, цена деления шкалы – 0,1 °С;
- термостат или водяная баня (рис. 1.1).

Подготовка к анализу

Пробу нефти доводят до температуры испытания или выдерживают при температуре окружающей среды до достижения этой температуры.

Проведение анализа

Пробу испытуемого продукта наливают в установленный на ровную поверхность цилиндр, имеющий ту же температуру, что и проба. Цилиндр следует заполнять образцом не более чем на 2/3 объема. Пузырьки воздуха, которые образуются на поверхности, снимают фильтровальной бумагой.

Температуру испытуемой пробы измеряют до и после измерения плотности. Температуру поддерживают постоянной с погрешностью не более 0,2 °С.

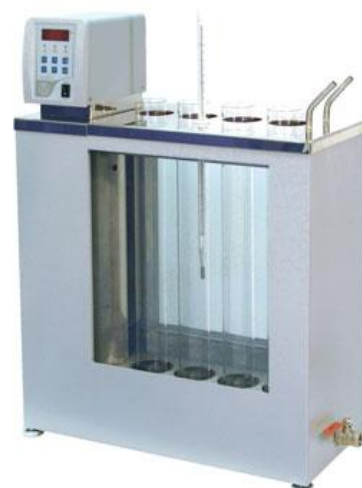


Рис. 1.1. Термостат LOIP LT-810 для поддержания заданной температуры при определении плотности нефти по ГОСТ 3900-85

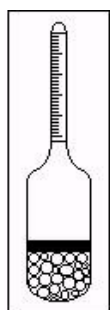


Рис. 1.2. Ареометр

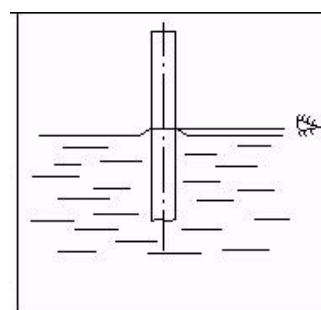


Рис. 1.3. Снятие показаний

Чистый и сухой ареометр (рис. 1.2) медленно и осторожно опускают в цилиндр с испытуемым продуктом. Ареометр поддерживают за верхний конец, не допуская смачивания части стержня, расположенной выше уровня погружения ареометра. Когда колебания ареометра прекратятся, отсчитывают показания по верхнему краю мениска. При этом глаз должен находиться на уровне мениска (рис. 1.3).

Отсчет по шкале ареометра соответствует плотности нефтепродукта при температуре испытания (г/см^3).

Обработка результатов

Измеренную температуру испытания округляют до ближайшего значения температуры, указанного в табл. 1.5.

*Перевод плотности при температуре испытания
в плотность при 20 °С*

Темп. испыт., °С	Плотность по шкале ареометра, г/см ³						
	0,810	0,820	0,830	0,840	0,850	0,860	0,870
	Плотность при 20 °С, г/см ³						
10	0,8030	0,8131	0,8232	0,8333	0,8434	0,8534	0,8635
11	0,8037	0,8137	0,8239	0,8340	0,8440	0,8541	0,8641
12	0,8044	0,8145	0,8246	0,8346	0,8446	0,8547	0,8648
13	0,8051	0,8152	0,8253	0,8353	0,8454	0,8554	0,8654
14	0,8058	0,8159	0,8259	0,8360	0,8460	0,8561	0,8661
15	0,8065	0,8166	0,8266	0,8367	0,8467	0,8567	0,8667
16	0,8072	0,8173	0,8273	0,8373	0,8474	0,8574	0,8674
17	0,8079	0,8179	0,8280	0,8380	0,8480	0,8580	0,8681
18	0,8086	0,8186	0,8287	0,8387	0,8487	0,8587	0,8687
19	0,8093	0,8193	0,8293	0,8393	0,8493	0,8593	0,8694
20	0,8100	0,8200	0,8300	0,8400	0,8500	0,8600	0,8700
21	0,8107	0,8207	0,8307	0,8407	0,8507	0,8607	0,8706
22	0,8114	0,8214	0,8313	0,8413	0,8513	0,8613	0,8713
23	0,8121	0,8220	0,8320	0,8420	0,8520	0,8620	0,8719
24	0,8128	0,8227	0,8327	0,8427	0,8526	0,8626	0,8726
25	0,8134	0,8234	0,8334	0,8433	0,8533	0,8633	0,8732

По значению плотности, определенной с помощью ареометра, и округленному значению температуры находят плотность испытуемого продукта при температуре 20 °С по табл. 1.5.

За результат испытаний принимают среднее арифметическое двух определений.

Пример пересчета

Плотность нефтепродукта при температуре 24,2 °С равна 0,8235 г/см³.

Для пересчета плотности продукта, измеренной при 24,2 °С, на плотность при 20 °С, необходимо:

- округлить температуру испытания до 24,0 °С;
- округлить измеренную плотность до второй значащей цифры, например, до 0,820 г/см³;
- по таблице в горизонтальной графе «Плотность по шкале ареометра» найти округленную величину плотности (0,820);
- в графе «Температура испытания» найти значение температуры – 24,0 °С;
- в таблице найти значение плотности продукта при 20 °С – на пересечении вертикальной и горизонтальной граф – 0,8227 г/см³. Так как при округлении измеренной плотности значение плотности фактически уменьшили на $0,8235 - 0,820 = 0,0035$, необходимо прибавить это значение к найденному по таблице значению плотности при 20 °С: $0,8227 + 0,0035 = 0,8262$ г/см³.

Таким образом, плотность нефтепродукта при 20 °С равна 0,8262 г/см³.

Точность метода

Сходимость. Два результата определений, полученные одним исполнителем, признаются достоверными с 95%-й вероятностью, если расхождение между ними не превышает $0,0005 \text{ г/см}^3$ – для прозрачных продуктов; $0,0006 \text{ г/см}^3$ – для темных и непрозрачных продуктов.

Воспроизводимость. Два результата определений, полученные в двух лабораториях, признаются достоверными с 95%-й вероятностью, если расхождение между ними не превышает $0,0012 \text{ г/см}^3$ – для прозрачных продуктов; $0,0015 \text{ г/см}^3$ – для темных и непрозрачных продуктов.

1.2. Определение плотности нефти плотномером ВИП-2М

Измерение плотности с помощью ручных ареометров занимает длительное время, сопряжено с большими трудозатратами и имеет невысокую точность измерений – не более $0,001 \text{ г/см}^3$. Более высокой точности и производительности можно достигнуть при использовании автоматических цифровых плотномеров, реализующих, в частности, резонансный принцип определения плотности.

Вибрационный плотномер ВИП-2М предназначен для быстрого измерения плотности нефти, нефтепродуктов и других жидкостей, кроме эмульсий и суспензий.

Сущность метода заключается в измерении периода собственных колебаний *U*-образной трубки, заполненной исследуемой жидкостью, и последующего вычисления значения ее плотности. Период колебаний трубки датчика плотномера и плотность исследуемой среды связаны между собой соотношением:

$$\rho = A \cdot T^2 + B, \quad (1.3)$$

где ρ – плотность исследуемой среды, г/см^3 ; T – период колебаний *U*-образной трубки датчика плотномера, мс; A, B – калибровочные коэффициенты.

Для определения значений коэффициентов A и B проводится процедура калибровки по двум веществам известной плотности.

В приборе осуществляется автоматическое преобразование полученных результатов в удельный вес. Достоинством прибора разработчики считают наличие режима определения плотности нефтепродуктов в °API согласно ГОСТ Р 8.599-2003.

Техническая характеристика прибора приведена в табл. 1.6.

Технические характеристики плотномера ВИП-2М

Параметр	Показатель
Диапазон измерения, г/см ³	от 0,0012 до 1,5
Предел абсолютной погрешности, г/см ³	$\pm 3 \cdot 10^{-4}$
Диапазон температур, °С	10–35
Максимальный объем пробы, см ³	1,5
Время анализа, мин, не более	15
Время прогрева плотномера, мин, не более	30
Вязкость, мПа·с, не более	300

Аппаратура

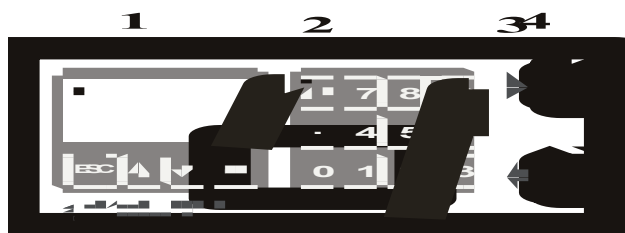
Комплектация вибрационного плотномера ВИП-2М представлена на рис. 1.4.



Рис. 1.4. Вибрационный плотномер ВИП-2М:

1 – измеритель плотности жидкости вибрационный «ВИП-2М»; 2 – подводка тефлоновая с конусом Люэра; 3 – шприц объемом 5 см³; 4 – микрокомпрессор; 5 – воздуховод для микрокомпрессора; 6 – заглушка с конусом Люэра; 7 – игла для забора пробы; 8 – чашка Петри; 9 – вентилятор

Конструктивно плотномер выполнен в виде настольного прибора. Лицевая панель плотномера показана на рис. 1.5.



*Рис. 1.5. Лицевая панель плотномера:
1 – индикаторное табло; 2 – клавиатура; 3 – выходной патрубок с конусом Люэра; 4 – входной патрубок с конусом Люэра*

Подготовка к работе

- Проверить комплектность плотномера, произвести внешний осмотр, убедиться в отсутствии нарушений целостности корпуса и проверить надежность крепления всех разъемов.
- Один конец тефлоновой трубки из комплекта поставки присоединить к сливному патрубку 3 плотномера (рис. 1.5), а другой – опустить в емкость для сбора стоков.
- Подключить плотномер к сети. При этом должно загореться индикаторное табло 1 (рис. 1.5). Для выхода термостата датчика на установившийся режим прогреть плотномер в течение 30 мин. При выпуске из производства температура термостата плотномера устанавливается равной 20.00 °С.
- Проверить работу системного меню. С помощью системного меню осуществляется управление режимами измерения, температурой термостата датчика и калибровка датчика. Данную операцию можно проводить в процессе прогрева плотномера.

Промывка измерительной ячейки датчика

- Промыть измерительную ячейку двумя моющими жидкостями, одна из которых растворяет и удаляет остатки проанализированной пробы, а другая – обеспечивает устранение первой жидкости. Для этого через входной патрубок 4 (рис. 1.5) заполнить измерительную ячейку моющей жидкостью, пользуясь шприцом с наконечником Люэра, поршень которого после заполнения кюветы несколько раз переместить туда и обратно. Жидкость слить.
- К входному патрубку 4 (рис. 1.5) подключить микрокомпрессор и в течение десяти минут пропускать через ячейку сухой воздух.

Проверка состояния перед измерением

- Проверить сохранность настройки плотномера, используя для этого сухой воздух и дегазированную дистиллированную воду.
- В системном меню плотномера установить:

- ✓ Режим: плотность или отн. плотность*, или нефть по API;
- ✓ Управление: ручной или автомат.
- К входному патрубку 4 (рис. 1.5) подключить микрокомпрессор и в течение двух минут пропускать через датчик сухой воздух. Отключить микрокомпрессор и вставить в патрубок заглушку. Дождаться стабилизации температуры датчика. Включить датчик нажатием клавиши **ENTER** в режиме измерения. Дождаться стабилизации показаний плотности. Полученную на табло величину плотности воздуха сравнить со значениями в табл.1.7.

* – относительная плотность определяется как отношение плотности исследуемой жидкости при данной температуре к плотности воды при данной температуре.

Таблица 1.7

Плотность сухого атмосферного воздуха

Температура измерения, °С	Плотность при давлении в мм рт. ст., г/см ³					
	705	720	735	750	760	787,5
10	0,001157	0,001182	0,001206	0,001231	0,001247	0,001293
15	0,001137	0,001161	0,001185	0,001210	0,001226	0,001270
20	0,001117	0,001141	0,001165	0,001189	0,001205	0,001248
25	0,001099	0,001122	0,001145	0,001169	0,001184	0,001227

Подготовка воды. Свежую воду после двойной перегонки прокипятить в течение нескольких минут с целью удаления растворенного воздуха. Прокипяченную воду залить в чистый стеклянный стакан и закрыть крышкой. Дождаться охлаждения воды примерно до температуры измерения.

- Выключить датчик клавишей **ENTER**, т.к. в режиме гармонических колебаний могут образовываться пузырьки. Шприцем ввести воду в измерительную ячейку. Дождаться стабилизации температуры датчика. Включить датчик нажатием клавиши **ENTER**. Дождаться стабилизации показаний плотности. Полученную на табло величину плотности воды сравнить со значениями в табл.1.8.

Если расхождение сравниваемых величин не превышает предел допускаемой погрешности, то после высушивания измерительной ячейки можно проводить рабочие измерения.

*Плотность дистиллированной воды при атмосферном давлении
760 мм рт. ст. (101,325 кПа), г/см³*

t, °C	0,0	0,3	0,6	0,9
0	0,999840	0,999859	0,999877	0,999893
1	0,999899	0,999913	0,999925	0,999937
2	0,999940	0,999949	0,999956	0,999962
3	0,999964	0,999968	0,999971	0,999972
4	0,999972	0,999971	0,999969	0,999965
10	0,999699	0,999672	0,999644	0,999615
15	0,999099	0,999053	0,999006	0,998959
20	0,998203	0,998141	0,998077	0,998013
50	0,988030	0,987894	0,987758	0,987621

Калибровка плотномера

Плотномер откалиброван предприятием-изготовителем по плотности воздуха и воды при температуре плюс 20 °С.

Если возникает необходимость измерения плотности при температурах, отличающихся от плюс 20 °С, то предусмотрена возможность измерения в диапазоне от плюс 10 до плюс 60 °С, что обеспечивается установкой необходимой температуры термостата датчика. При изменении температуры термостата датчика плотномер подлежит обязательной калибровке по двум веществам известной плотности. Как правило, в качестве таких веществ используются сухой воздух и дегазированная вода.

Перед калибровкой следует тщательно вымыть и осушить измерительную ячейку.

Калибровка по воздуху. После просушивания датчика вставить во входной патрубок 4 (рис. 1.5) заглушку. Дождаться стабилизации температуры датчика.



Рис. 1.6. Индикаторное табло:

1 – температура датчика плотномера;
2 – значение измеряемой величины; 3 – размерность измеряемой величины; 4 – индикатор выравнивания температур датчика и введенной пробы; 5 – индикатор стабилизации амплитуды колебаний датчика; 6 – индикатор режима управления приводом датчика может принимать следующий вид:

x – ручное управление, датчик выключен;

• – ручное управление, датчик включен;

A – автоматическое управление датчиком.

Включить датчик нажатием клавиши **ENTER** в режиме измерения (признак включения датчика 6 должен иметь вид ‘•’, как на рис. 1.6). Дождаться стабилизации показаний плотности воздуха. Войти в меню калибровки. В подменю «Калибровка ВОЗДУХ» ввести значение текущего атмосферного давления, так как это влияет на плотность воздуха, и запустить процедуру калибровки. После ее окончания вернуться в режим измерения. Отличие измеряемого значения плотности воздуха от табличного (табл. 1.7) не должно превышать предел допускаемой основной погрешности

измерения (табл. 1.6). В противном случае процедуру калибровки следует повторить.

Калибровка по воде. После просушивания заполнить измерительную ячейку датчика дегазированной водой. Включить датчик нажатием клавиши **ENTER** в режиме измерения. Дождаться стабилизации показаний плотности воды. Войти в меню «Калибровки». В подменю «Калибровка ВОДА» запустить процедуру калибровки. После ее окончания вернуться в режим измерения. Отличие измеряемого значения плотности воды от табличного (табл. 1.8) не должно превышать предел допускаемой основной погрешности измерения (табл. 1.6). В противном случае процедуру калибровки следует повторить.

Проведение измерения

Проба должна находиться в однородном состоянии, быть свободной от газовых пузырьков. Если дегазировать образец невозможно, то пробу следует вводить после нагрева до температуры выше температуры датчика.

Предварительное термостатирование образца при температуре датчика сокращает время измерения.

Если датчик плотномера находится в режиме гармонических колебаний, измерительную ячейку не следует заполнять пробой, так как при этом в загружаемой жидкости могут образоваться пузырьки. Необходимо предварительно выключать датчик.

- Для ввода пробы в плотномер после присоединения шприца к входному патрубку 4 (рис. 1.5) необходимо медленно, без остановок перемещать поршень, осуществляя заполнение измерительной ячейки до момента появления жидкости на выходе второго патрубка 3. Для полной загрузки ячейки требуется примерно 1,5 мл пробы. После заполнения датчика, во избежание утечки пробы, шприц оставить в положении загрузки.

При исследовании проб с различными свойствами ячейку следует промывать и высушивать после каждого измерения. В процессе работы с веществами, характеризующимися однотипными свойствами, достаточно вытеснить измеренную пробу значительным количеством (10 мл и более) новой пробы.

Не следует оставлять пробу в ячейке на большее время, чем это требуется для измерений.

После проведения измерений пробу нужно заменить соответствующим растворителем, а затем как можно быстрее провести промывку и чистку измерительной ячейки.

Измерение в автоматическом режиме

При проведении рутинных измерений удобно использовать автоматический режим управления измерением. Для переключения плотномера в автоматический режим следует в системном меню установить управление – *автомат*. В этом режиме плотномер будет последовательно выполнять следующие действия:

1. Вывод термостата на режим после включения прибора, изменения установки температуры или промывки датчика. На индикаторное табло выводится надпись «Вывод термостата датчика на режим». Этап заканчивается при достижении термостатом заданной температуры.

2. Фиксация ввода пробы по изменению температуры измерительной ячейки. Ввод пробы осуществляется после вывода на индикаторное табло надписи «ГОТОВ. ВВЕДИТЕ ПРОБУ». Если плотномер, по каким либо причинам не зафиксировал ввод пробы, следует выполнить эту процедуру принудительно нажатием клавиши **ENTER**.

3. Стабилизация температуры измерительной ячейки. На индикаторное табло выводится надпись «Проба введена, стабилизация температуры». Этап заканчивается при достижении ячейкой температуры термостата.

4. Собственно измерение. На этом этапе включается датчик, стабилизируются его колебания. На индикаторное табло выводится надпись «Идет измерение...». Этап заканчивается при стабилизации показаний плотности.

5. Фиксация показаний. Датчик выключается, подается звуковой сигнал и на индикаторное табло выводится результат измерения. На этом цикл измерения заканчивается.

6. Переход к следующему этапу сопровождается коротким звуковым сигналом. Принудительный переход к следующему этапу осуществляется нажатием клавиши **ENTER**. Клавиша **ESC** позволяет возвратиться к первому этапу и повторить процедуру измерения.

1.3. Расчетная часть

При изменении давления и температуры плотность нефти или нефтепродукта изменяется. С повышением температуры плотность нефти уменьшается. От колебания температуры зависит и изменение объема нефти. Для оценки этого изменения введено понятие *коэффициента теплового объемного расширения* ξ – это относительное изменение объема жидкости при изменении температуры на 1 градус:

$$\xi = \lim_{P=const} \left(\frac{\Delta V}{V \cdot \Delta T} \right), \text{ 1/град} \quad (1.4)$$

Для расчета плотности в зависимости от температуры используются формулы (1.5) и (1.7) [43]:

$$\rho = \rho_{20} [1 + \xi (20 - t)] \quad (1.5)$$

в которой ξ – коэффициент теплового объемного расширения, 1/град; t – температура, при которой требуется узнать плотность, °С; ρ_{20} – плотность жидкости при стандартных условиях ($t = 20$ °С, $p_0 = 0,1013$ МПа).

Таблица 1.9

Коэффициент объемного расширения нефти в зависимости от плотности

Плотность при 20 °С, кг/м ³	Коэффициент ξ , 1/°С
700–719,9	0,001225
720–739,9	0,001183
740–759,9	0,001118
760–779,9	0,001054
780–799,9	0,000995
800–819,9	0,000937
820–839,9	0,000882
840–859,9	0,000831
860–879,9	0,000782
880–899,9	0,000734
900–919,9	0,000688
920–939,9	0,000645
940–959,9	0,000604
960–979,9	0,000564
980–1000	0,000526

Для нефти и нефтепродуктов значения коэффициента ξ представлены в табл. 1.9. Из формулы (1.5) следует, что в тех случаях, когда $t > 20$ °С, $\rho < \rho_{20}$, а в тех случаях, когда $t < 20$ °С, $\rho > \rho_{20}$.

Еще Д.И. Менделеевым было установлено, что для большинства нефтей и нефтяных фракций, особенно в небольших интервалах температур (от 0° до 50°), зависимость плотности и удельного веса от температуры имеет линейный характер, что выражается формулой (1.6):

$$\alpha = \frac{\gamma_1 - \gamma_2}{t_1 - t_2}, \quad (1.6)$$

где α – изменение удельного веса (плотности) при изменении температуры на один градус и называется *температурной поправкой* [7]. Эта формула позволяет вычислять плотность (удельный вес) при температуре t_2 , если известна плотность (удельный вес) при температуре t_1 :

$$\rho_t = \rho_{20} - \alpha \cdot (-20) \quad (1.7)$$

где ρ_t – плотность при температуре t °С, ρ_{20} – плотность при температуре 20 °С, α – температурная поправка плотности (табл. 1.10).

Таблица 1.10

Средние температурные поправки плотности нефти и нефтепродуктов

Плотность при 20 °С, кг/м ³	Температурная поправка плотности, кг/(м ³ ·град)	Плотность при 20 °С, кг/м ³	Температурная поправка плотности, кг/(м ³ ·град)
690–699	0,910	850–859,9	0,699
700–709,9	0,897	860–869,9	0,686
710–719,9	0,884	870–879,9	0,673
720–729,9	0,870	880–889,9	0,660
730–739,9	0,857	890–899,9	0,647
740–749,9	0,844	900–909,9	0,633
750–759,9	0,831	910–919,9	0,620
760–769,9	0,818	920–929,9	0,607
770–779,9	0,805	930–939,9	0,594
780–789,9	0,792	940–949,9	0,581
790–799,9	0,778	950–959,9	0,567
800–809,9	0,765	960–969,9	0,554
810–819,9	0,752	970–979,9	0,541
820–829,9	0,738	980–989,9	0,528
830–839,9	0,725	990–1000	0,515
840–849,9	0,712		

Значения температурной поправки плотности могут быть вычислены по уравнению:

$$\alpha = 0,001828 - 0,001320 \cdot \rho_t. \quad (1.8)$$

Для расчета плотности нефти или нефтепродукта в зависимости от давления используется формула [17]:

$$\rho_p = \rho_{20} \left[1 + \beta_p \left(p - p_{атм} \right) \right] \rho_{20} \left[1 + \frac{p - p_{атм}}{K} \right], \quad (1.9)$$

в которой β_p называется коэффициентом сжимаемости, а $K = 1/\beta$ – модулем упругости жидкости.

β_p – относительное изменение объема жидкости при изменении давления на 1 единицу:

$$\beta_p = \lim_{T=const} \left(\frac{\Delta V}{V \cdot \Delta P} \right), \quad 1/\text{Па} \quad (1.10)$$

Для воды среднее значение модуля объемной упругости $K=2 \cdot 10^9$ Па [18]. Средние значения модуля упругости K для бензинов составляют $\approx 10^9$ Па (1000 МПа); для керосинов, дизельных топлив и нефтей $\approx 1,5 \cdot 10^9$ Па (1500 МПа).

В общем случае:

$$\frac{\Delta V}{V} = \beta_p \Delta p + \xi \Delta T. \quad (1.11)$$

Обобщенная формула, учитывающая как барическое, так и тепловое расширение, имеет следующий вид:

$$\rho_{(p,t)} = \rho_{20} \left[1 + \xi (20 - t) + \frac{p - p_{атм}}{K} \right]. \quad (1.12)$$

Наличие растворенного и окклюдированного нефтяного газа оказывает на плотность нефти сложное влияние, зависящее от температуры, давления и степени разгазирования.

Плотность *газонасыщенной нефти* в зависимости от температуры изменяется по линейному закону:

$$\rho = \rho_t - \alpha (t - t_o) \quad (1.13)$$

где α – температурная поправка плотности нефти.

Экспериментально показано, что плотность газонасыщенных нефтей в зависимости от количества растворенного газа достаточно хорошо описывается формулой [16]:

$$\rho = \rho_o e^{-bG_p}, \quad (1.14)$$

где ρ_o – плотность дегазированной нефти при фиксированной температуре и давлении; b – константа, индивидуальная для каждой нефти; G_p – газовый фактор, м³/м³.

Перевод плотности из единиц системы СИ в градусы API проводится в два этапа :

1. определяем плотность нефти при 15,6 °C (60°F) по формуле (1.7):

$$\rho_{15,6} = \rho_{20} - \alpha (15,6 - 20)$$

2. рассчитываем плотность в градусах API по формуле (1.2):

$$\rho_{API} = \left(\frac{141,5}{\rho_{60}^{60}} \right) - 131,5 \quad ^\circ API. \quad (1.2)$$

где ρ_{60}^{60} – относительная плотность нефти при 60°F.

Плотность воды при 60°F принимается равной 999,006 кг/м³.

Контрольные вопросы

1. Что такое плотность жидкости?
2. В каких единицах измеряется плотность нефти?
3. Что такое удельный вес вещества?
4. Как связаны между собой плотность и удельный вес жидкости?
5. Как найти объем жидкости, плотность и масса которой известны?
6. Что такое относительная плотность нефти?
7. Какие значения температуры и давления соответствуют «нормальным условиям» и «стандартным условиям»?
8. Как зависит плотность нефти от содержания в ней смол и асфальтенов?
9. Как зависит плотность нефти от температуры?

10. Как зависит плотность нефти от содержания растворенных газов?
11. Как зависит плотность нефти от давления?
12. Как соотносится между собой плотность углеводородов различных классов, содержащих одинаковое число атомов углерода?
13. С учетом одинакового содержания смол и асфальтенов в нефтях, не содержащих газов, расположите нефти в порядке возрастания их плотности: нафтеновые, ароматические и парафиновые нефти.
14. Как зависит плотность нефти от глубины залегания нефтеносного пласта?
15. Плотность смеси жидкостей – это аддитивное свойство?
16. Суть экспериментального метода определения плотности нефти ареометром.
17. Суть экспериментального метода определения плотности нефти вибрационным плотномером.
18. В каком масштабе стандартизирован метод определения плотности нефти ареометром?
19. Какие требования предъявляются к температуре нефти при экспериментальном определении ее плотности ареометром?
20. Какие типы нефти по плотности выделены согласно ГОСТу Р51858-2002?
21. Что такое коэффициент теплового объемного расширения жидкости ξ ? Его размерность.
22. Что такое температурная поправка плотности α ? Ее размерность.
23. Что такое коэффициент сжимаемости жидкости β ? Его размерность.
24. Если $\beta_{p1} > \beta_{p2}$, то какая из жидкостей (1 или 2) более сжимаема?
25. Что такое модуль упругости жидкости K ? Его размерность?
26. Если $K_1 > K_2$, то какая из жидкостей более сжимаема?
27. Чему равен 1 нефтяной баррель?