

## 2.1 ПЛОТНОСТЬ НЕФТИ

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  $\text{кг/м}^3$ .

Нефти различных месторождений России характеризуются широким диапазоном плотности: от **770** до **970**  $\text{кг/м}^3$ .

Плотность нефтей колеблется в пределах каждого нефтегазоносного района.

Большинство разрабатываемых нефтяных месторождений представлено многопластовыми залежами, для которых, как правило, **с увеличением глубины залегания продуктивного горизонта плотность нефти снижается.**

**Причина:**

превращения нефти  изменение химического  
состава  изменение плотности и других свойств

## Плотность нефти зависит:

- от химического состава, в частности от содержания тяжелых смолисто-асфальтеновых и сернистых компонентов, парафинов
- от фракционного состава

Нефть	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	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

## Характеристика нефтей по плотности и содержанию парафинов

Нефть	$\rho^{20}$ , кг/м <sup>3</sup>	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

## RESIN AND ASPHALTENE CONTENT OF VARIOUS CRUDE OILS

Crude Oil	Sp. grav. (°API)	Res- ins (wt%)	Asphal- tenes (wt%)
Venezuela, Boscan	10.2	29.4	17.2
Mexico, Panuco	11.7	26.0	12.5
USA, MS, Baxterville	16.0	8.9	17.2
Russia, Kaluga	16.7	20.0	0.5
USA, TX, Hould	19.7	12.0	0.5
USA, CA, Huntington Beach	26.2	19.0	4.0
USA, LA, Brookhaven	30.6	4.6	1.65
Russia, Balachany	31.7	6.0	0.5
Russia, Bibi-Eibat	32.1	9.0	0.3
Russia, Dossor	32.6	2.5	0.0
Russia, Surachany	35.0	4.0	0.0
USA, TX, Mexia	36.0	5.0	1.3
Iraq, Kirkuk	36.1	15.5	1.3
Mexico, Tecoaminocan	36.7	8.8	1.5
Mexico, Isthmus	37.8	8.1	1.3
USA, OK, Ok. City	38.0	5.0	0.1
USA, OK, Tonkawa	40.8	2.5	0.2
USA, LA, Rodessa	43.8	3.5	0.0
USA, PA	44.3	1.5	0.0
USA, OK, Davenport	46.3	1.3	0.0

(Sachanen, 1945), (Lichaa, 1977), Garcia (1989), Altamirano, et al (1986) .

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  $60\text{ }^{\circ}\text{F}$ , что соответствует  $15,56\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Плотность в градусах API – специальная функция **относительной плотности**, которую вычисляют по формуле

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

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/м<sup>3</sup>.

Плотность фракций нефти Ишимбаевского месторождения

Пределы выкипания, °С	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Пределы выкипания, °С	Плотность, г/см <sup>3</sup>
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 нефти является классификационным параметром.

## Типы нефти по плотности

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 <sup>3</sup> 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

Относительная плотность 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  $t_{опр} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ . Относительная плотность обозначалась  $\rho_4^{20}$ .

С 1 января 2004 г. введен в действие ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» и стало обязательным определение плотности нефти при  $15 \text{ }^\circ\text{C}$ .

ГОСТ Р 51069-97 дает следующее определение:

**относительная плотность** – 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:  $\rho_{60}^{60}$ .

## Расчет плотности нефти

С повышением *температуры* плотность нефти уменьшается. От колебания температуры зависит и изменение объема нефти. Для оценки этого изменения введено понятие *коэффициента теплового объемного расширения*  $\xi$  – это относительное изменение объема жидкости при изменении температуры на 1 градус:

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

Для расчета плотности в зависимости от температуры используются формулы:

$$\rho(t) = \rho_{20} [1 + \xi (20 - t)], \quad \text{или} \quad \rho_t = \rho_{20} - \alpha \cdot (t - 20),$$

где  $\alpha$  – температурная поправка плотности: *изменение плотности при изменении температуры на один градус*

## Коэффициент объемного расширения нефти в зависимости от плотности

Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	Коэффициент $\zeta$ , 1/°С
700–719,9	0,001225
720–739,9	0,001183
740–759,9	0,001118
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
920–939,9	0,000645
940–959,9	0,000604
960–979,9	0,000564
980–1000	0,000526

## Средние температурные поправки плотности нефти и нефтепродуктов

Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	Температурная поправка плотности, кг/(м <sup>3</sup> ·град)	Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	Температурная поправка плотности, кг/(м <sup>3</sup> ·град)
690–699	0,910	850–859,9	0,699
710–719,9	0,884	870–879,9	0,673
720–729,9	0,870	880–889,9	0,660
740–749,9	0,844	900–909,9	0,633
750–759,9	0,831	910–919,9	0,620
770–779,9	0,805	930–939,9	0,594
780–789,9	0,792	940–949,9	0,581
800–809,9	0,765	960–969,9	0,554
810–819,9	0,752	970–979,9	0,541
830–839,9	0,725	990–1000	0,515

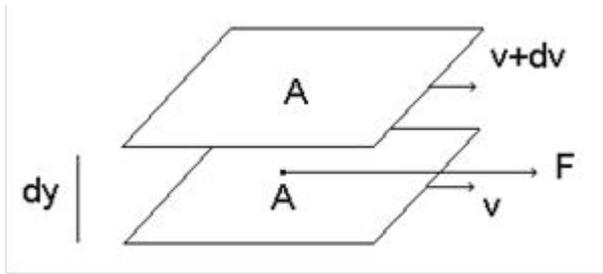
## 2.2 ВЯЗКОСТЬ НЕФТИ

*Вязкостью* или внутренним трением жидкости называется свойство, проявляющееся в сопротивлении, которое жидкость оказывает перемещению ее частиц под влиянием действующей на них силы.

Внутреннее трение слоев данной жидкости – ее характерное физическое свойство, в котором проявляются силы межмолекулярного взаимодействия.

Величина вязкости зависит от природы жидкости, т. е. от ее химического состава, химического строения и молекулярной массы.

## Сила внутреннего трения жидкости:



$$F = \mu \cdot S \cdot \frac{\Delta v}{\Delta y},$$

где  $\mu$  – коэффициент пропорциональности, зависящий от молекулярных сил взаимодействия данной жидкости, получивший название коэффициента внутреннего трения, или *динамической вязкости*, (Н·с)/м<sup>2</sup> или Па·с. 1 П = 0,1 Па·с

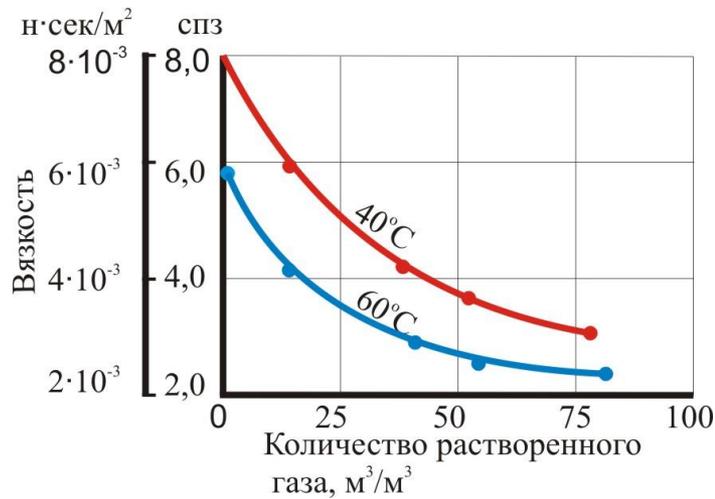
На практике используют единицы *кинематической вязкости*, которая представляет собой отношение динамической вязкости жидкости к ее плотности, взятых при одной и той же температуре:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}.$$

В системе СИ размерность кинематической вязкости – м<sup>2</sup>/с.

## Факторы, влияющие на вязкость нефти

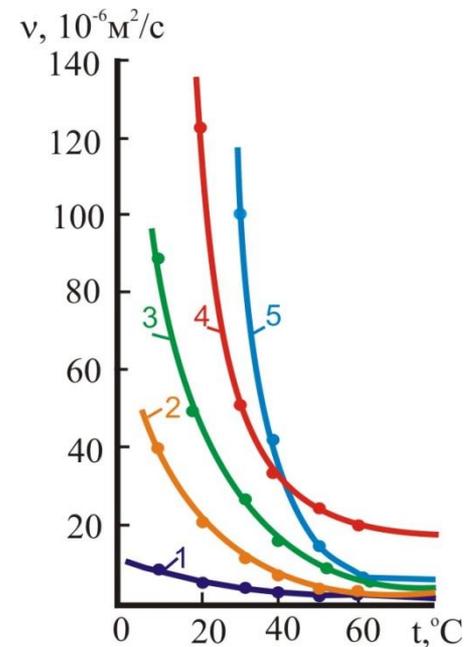
- температура;
- давление;
- количество растворенного газа;
- содержание и состояние асфальтено-смолистых веществ;
- содержание и состояние высокомолекулярных парафиновых углеводородов;
- структурно-групповой состав;
- полярность компонентов;
- молекулярная масса углеводородов



Из отдельных компонентов нефти наибольшей вязкостью обладают **смолистые вещества**; из углеводородов наименьшая вязкость отмечается у **алканов нормального строения**.

Для углеводородов по мере увеличения их молекулярного веса и температуры кипения вязкость возрастает. Так, например, если вязкость бензинов при 20 °С составляет порядка 0,6 сСт, то тяжелые остаточные масла характеризуются вязкостью порядка 300–400 сСт.

Для различных классов углеводородов вязкость растет в ряду **алканы – арены – нафтены**.



Температурные кривые вязкости нефти: 1 – самотлорской; 2 – осинской; 3 – арланской; 4 – ножовской; 5 – узеньской

## Расчет вязкости нефти

Для аналитических решений удобна эмпирическая формула Филонова:

$$v = v_* \cdot e^{-u(t-t_*)},$$
$$u = \frac{1}{t_2 - t_1} \cdot \ln \frac{v_1}{v_2},$$

$u$  – коэффициент крутизны вискограммы,  $1/^\circ\text{C}$ .

## 2.3 ДАВЛЕНИЕ НАСЫЩЕННЫХ ПАРОВ НЕФТИ

Пар называется насыщенным, когда число молекул, переходящих из жидкости в пар, равно числу молекул, совершающих обратный переход. В этом случае в паре устанавливается определенное при данной температуре давление, называемое **давлением насыщенного пара**.

**Давлением насыщенного пара (ДНП)** называют давление, создаваемое парами данного вещества, находящимися в **равновесном** с жидкой фазой состоянии при определенной постоянной температуре.

Давление насыщенных паров создается тепловым движением молекул вещества в паровой фазе при определенной температуре. **Давление насыщенных паров вещества – функция температуры.** При повышении температуры жидкости давление увеличивается за счет перехода части жидкости в парообразное состояние.

Если отнести силу, действующую со стороны газа (или жидкости), к единице поверхности стенки, то получим давление  $p$ , оказываемое на стенки сосуда,  $\text{н/м}^2 = \text{Па}$

В общем случае ДНП чистого химического вещества (например, углеводорода) зависит от двух параметров: нормальной температуры кипения этого вещества (физическая константа вещества) и температуры, при которой определяется ДНП (рабочая температура).

### Давление насыщенных паров алканов

Т, °С	Давление, МПа								
	$\text{C}_2\text{H}_6$	$\text{C}_3\text{H}_8$	$\overset{i-}{\text{C}_4\text{H}_{10}}$	$\text{C}_4\text{H}_{10}$	$\overset{i-}{\text{C}_5\text{H}_{12}}$	$\text{C}_5\text{H}_{12}$	$\text{C}_6\text{H}_{14}$	$\text{C}_7\text{H}_{16}$	$\text{C}_8\text{H}_{18}$
-5	2,040	0,392	0,125	0,082	0,041	—	—	—	—
0	2,308	0,448	0,150	0,100	0,033	0,023	0,003	—	—
5	2,502	0,332	0,179	0,121	0,051	0,029	—	—	—
10	2,922	0,617	0,211	0,143	0,075	0,036	0,010	0,003	0,001
20	3,672	0,817	0,289	0,197	0,105	0,055	0,016	0,005	0,002
30	4,504	1,050	0,386	0,274	0,145	0,079	0,024	0,008	0,003
40	—	1,353	0,508	0,365	—	0,112	0,037	0,012	0,004

Для жидкостей сложного состава, таких как нефть, ДНП при определенной температуре является сложной функцией состава и зависит от объема пространства, в котором находится паровая фаза. Поэтому для получения сопоставимых результатов экспериментальные определения необходимо проводить при стандартной температуре и постоянном соотношении объемов паровой и жидкой фаз.

### Давления насыщенных паров некоторых жидкостей, Па

Жидкость	Температура, °С					
	0	20	40	60	80	100
Вода	613	2332	7350	19894	47334	101325
Нефть	3430	7840	13720	37240	85260	—
Бензин	6468	10682	22538	—	—	—
Глинистый раствор	—	3136	8320	—	—	—

После прохождения процессов промышленной подготовки нефть должна удовлетворять требованиям по качеству для транспорта по магистральным нефтепроводам, в том числе по величине ДНП.

### Требования к качеству нефти по ГОСТ Р **51858-2002**

Показатель	Группа нефти		
	1	2	3
Массовая доля воды, %, не более	0,5	0,5	1,0
Концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	100	300	900
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05		
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	<b>66,7</b> <b>(500)</b>		