

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 кг/м^3 .

Нефти различных месторождений России характеризуются широким диапазоном плотности: от **770** до **970** 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 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 |

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 |

RESIN AND ASPHALTENE CONTENT OF VARIOUS CRUDE OILS

| Crude Oil | Sp. grav. (^o 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°F , что соответствует $15,56^{\circ}\text{C}$.

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

$$\rho_{API} = \left(\frac{1415}{\rho_{60}^{60}} \right) - 1315 \quad ^{\circ}\text{API}$$

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/м³.

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 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 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 |

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 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 $15 \text{ }^\circ\text{C}$.

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: ρ_{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* ξ – 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:

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

или

$$\rho_t = \rho_{20} - \alpha \cdot (t - 20),$$

где α – 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 ³ | Коэффициент ζ , 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 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 |
| 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 |

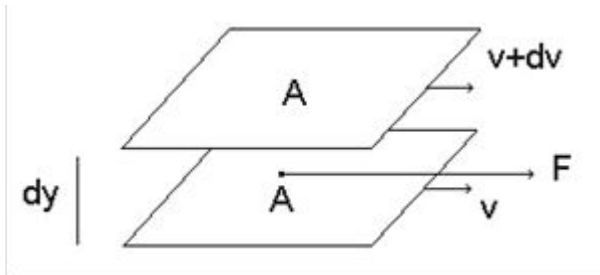
2.2 ВЯЗКОСТЬ НЕФТИ

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 μ – коэффициент пропорциональности, зависящий от молекулярных сил взаимодействия данной жидкости, получивший название коэффициента внутреннего трения, или *динамической вязкости*, (Н·с)/м² или Па·с. 1 П = 0,1 Па·с

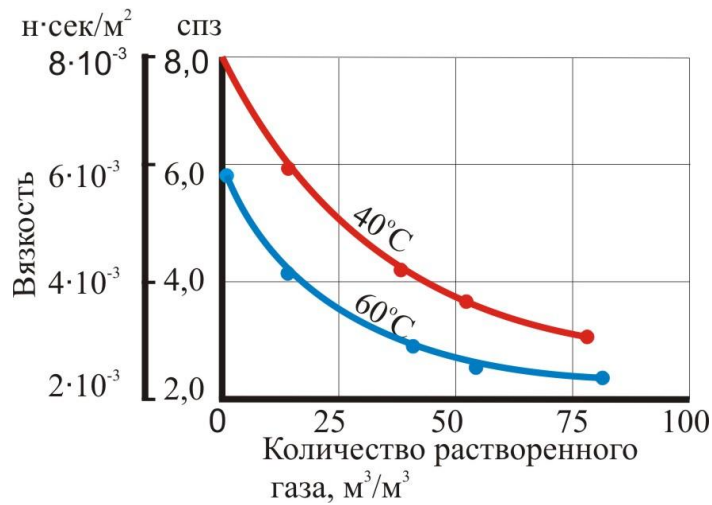
На практике используют единицы *кинематической вязкости*, которая представляет собой отношение динамической вязкости жидкости к ее плотности, взятых при одной и той же температуре:

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

В системе СИ размерность кинематической вязкости – м²/с.

Факторы, влияющие на вязкость нефти

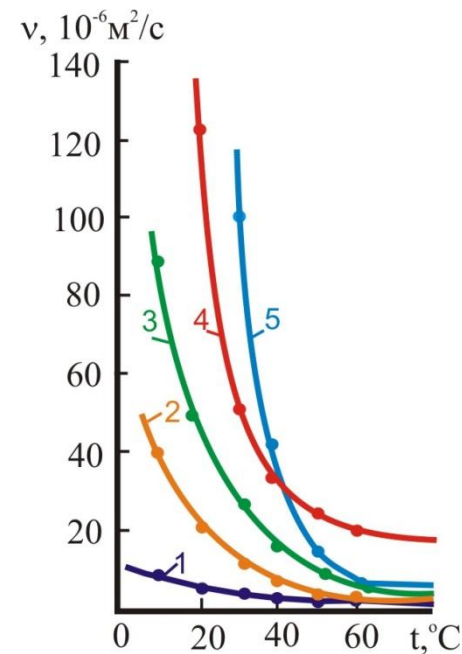
- температура;
- давление;
- количество растворенного газа;
- содержание и состояние асфальтено-смолистых веществ;
- содержание и состояние высокомолекулярных парафиновых углеводородов;
- структурно-групповой состав;
- полярность компонентов;
- молекулярная масса углеводородов



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 | | | | | | | | |
|----------|------------------------|------------------------|---|---------------------------|---|---------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|
| | C_2H_6 | C_3H_8 | $\overset{i-}{\text{C}_4\text{H}_{10}}$ | C_4H_{10} | $\overset{i-}{\text{C}_5\text{H}_{12}}$ | C_5H_{12} | C_6H_{14} | C_7H_{16} | C_8H_{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 ³ , не более | 100 | 300 | 900 |
| Массовая доля механических примесей, %, не более | 0,05 | | |
| Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более | 66,7 (500) | | |