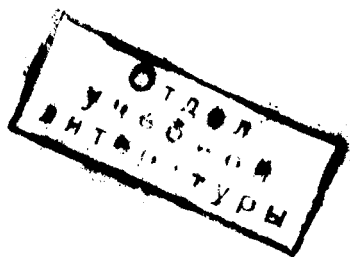




А. К. Мановян

Технология первичной переработки нефти и природного газа



ИЗДАНИЕ 2-Е, ИСПРАВЛЕННОЕ

*Рекомендовано Министерством
общего и профессионального образования
Российской Федерации
в качестве учебного пособия для студентов
высших учебных заведений,
обучающихся по специальности
"Химическая технология природных энергоносителей
и углеродных материалов"*



МОСКВА
"ХИМИЯ"
2001

ББК 35.514
М 23
УДК 665.8



Федеральная программа
книгоиздания России

Рецензенты:

кафедра химической технологии топлив и углеродных материалов
Ставропольского химического университета
(зав. кафедрой докт. техн. наук, проф. А.Н.Переверзев);
чл.-корр. РАН., докт. хим. наук, проф. С.Н.Хаджиев

Мановян А.К.

М 23 Технология первичной переработки нефти и природного газа: Учебное пособие для вузов. 2-е изд. – М.: Химия, 2001. – 568 с.: ил.
ISBN 5-7245-1192-4

Рассмотрены физико-химические свойства нефти и ее фракций, методы разделения смесей и характеристика получаемых из них товарных продуктов.

Освещены вопросы подготовки нефти к переработке и технологии ее первичной перегонки, а также методы обогащения дистиллятов. Изложены пути дальнейшего совершенствования процессов переработки, экологические вопросы, дана характеристика основных типов аппаратуры.

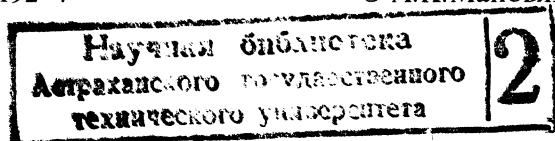
Для студентов вузов, инженерно-технических и научных работников, занятых проблемами первичной переработки нефти и газа.

М 2804020200 – 031
050(01) – 01 Без объявл.

ББК 35.514

ISBN 5-7245-1192-4

© А.К.Мановян, 2001



СОДЕРЖАНИЕ

Введение	9
Глава 1	
ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПОИСКЕ, ДОБЫЧЕ, ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКЕ И ТРАНСПОРТЕ НЕФТИ И ГАЗА	21
1.1. Происхождение нефти; ее скопления в недрах Земли	21
1.2. Поиск и разведка нефтяных и газовых месторождений	25
1.3. Методы разработки нефтяных и газовых месторождений	31
1.4. Промысловая подготовка нефти и газа	36
1.5. Транспорт и хранение нефти и газа	38
Глава 2	
МЕТОДЫ ВЫРАЖЕНИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОСТАВА НЕФТИ И ГАЗА	44
2.1. Компонентный состав	44
2.2. Фракционный состав	49
2.2.1. Методы простой дистилляции	50
2.2.2. Дистилляция с дефлегмацией	55
2.2.3. Ректификация	56
2.2.4. Имитированная дистилляция	61
2.2.5. Расчетные методы определения фракционного состава	63
2.3. Элементный химический состав	69
2.4. Групповой химический состав	72
2.4.1. Алканы (парафиновые углеводороды)	73
2.4.2. Цикланы (нафтеновые углеводороды)	81
2.4.3. Арены (ароматические углеводороды)	84
2.4.4. Алкены (олефиновые углеводороды)	89
2.4.5. Гетероатомные соединения (ГАС)	89
2.4.6. Смолы и асфальтены	97
Глава 3	
ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ И ЕЕ ФРАКЦИЙ	100
3.1. Средняя температура кипения	100
3.2. Плотность	103
3.3. Молярная масса	107
3.4. Давление насыщенных паров	110
3.4.1. Методы определения ДНП	110

Уинна [10, 54]. Она дает хорошие результаты и удобна в “ручных” расчетах. Для машинных расчетов она неудобна, а попытки выразить ее аналитически [11, 56] приводят к очень громоздким выражениям и к снижению точности вычислений.

Учитывая это, для нефтяных смесей чаще всего используют формулы Ашворта (для низких ДНП) и Максвелла, а также график Кокса, дающий хорошие результаты при высоких давлениях.

3.5. ВЯЗКОСТЬ

Вязкостью называют свойство жидкостей или газов оказывать сопротивление перемещению двух смежных слоев друг относительно друга. Это свойство называют иногда внутренним трением жидкости или газа. Природа этого трения связана с преодолением сил межмолекулярного взаимодействия (ММВ), которые обуславливаются ван-дер-ваальсовыми силами (ориентационным взаимодействием полярных молекул и индукционным взаимодействием полярных и неполярных молекул), а также дисперсионными и радикально-молекулярными взаимодействиями.

Согласно закону, установленному Ньютоном для идеальных жидкостей (их иногда называют ньютоновскими), усилие, затрачиваемое на преодоление внутреннего трения, равно

$$F = \eta(\Delta v / \Delta h)S \cdot 0,1, \quad (3.38)$$

где F – сила, Н; S – площадь взаимно перемещаемых и соприкасающихся слоев жидкости, м^2 ; Δv – разность скоростей перемещения слоев, м/с ; Δh – расстояние между перемещенными слоями, м ; η – коэффициент, получивший название *коэффициента динамической вязкости* (часто его называют *динамической вязкостью*).

Таким образом, $F = \eta$ при всех остальных величинах, равных единице, т. е. $S = 1 \text{ м}^2$, $\Delta v = 1 \text{ м/с}$ и $\Delta h = 1 \text{ м}$. Измеряется динамическая вязкость в $\text{Па} \cdot \text{с}$.

В нефтепереработке чаще используется *кинематическая вязкость* (в $\text{м}^2/\text{с}$ или $\text{мм}^2/\text{с}$):

$$\nu = \eta / \rho. \quad (3.39)$$

Для углеводородов вязкость существенно зависит от их химической структуры: она повышается с увеличением молекулярной массы и температуры кипения. Наличие боковых разветвлений в молекулах алканов и нафтенов и увеличение числа циклов в молекулах также повышает вязкость. Для различных групп углеводородов вязкость растет в ряду алканы–арены–цикланы.

Вязкость – один из важнейших показателей качества нефтепродуктов (топлив, масел, битумов), определяющий их смазывающую способность, затраты энергии на перекачку и др.

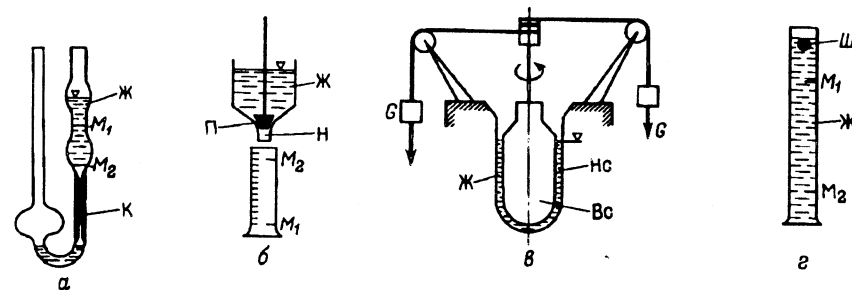


Рис. 3.11. Методы определения вязкости жидких нефтепродуктов:

а – истечение через капилляр К; б – истечение через насадку Н; в – по усилию вращения внутреннего сосуда Вс; г – по падению шарика Ш в жидкости (Ж – испытуемая жидкость; П – пробка; Г – грузы; M_1 и M_2 – метки)

Существует большое число **методов экспериментального определения вязкости**, принципы которых сводятся к нескольким, показанным на рис. 3.11.

Для относительно маловязких светлых нефтепродуктов и масел применяют метод истечения через калиброванный капилляр (3.11, а), используя для этого вискозиметры Пинкевича (на рис. 3.11 показан схематично) или другой конструкции, предусмотренные стандартом (ГОСТ 33–82 и ГОСТ 1929–51). Для определения вязкости нефтепродукт засасывают грушей в верхний шарик вискозиметра выше метки M_1 и дают стечь, фиксируя время стока между метками M_1 и M_2 (при определенной температуре в термостате, куда помещен вискозиметр).

Кинематическую вязкость ν_t при данной температуре t определяют по формуле (в $\text{мм}^2/\text{с}$)

$$\nu_t = c\tau, \quad (3.40)$$

где c – постоянная вискозиметра, $\text{мм}^2/\text{с}^2$; τ – время истечения нефтепродукта от метки M_1 до M_2 , с.

Динамическую вязкость рассчитывают по найденной кинематической. Для вязких (тяжелых) нефтепродуктов, для которых нельзя определить вязкость по ГОСТ 33–82, используют тот же метод истечения, но не через капилляр, а через калиброванное отверстие насадки (Н) по ГОСТ 6258–82 (на рис. 3.11, б показано схематично).

Определяемая таким образом *вязкость* называется *условной* (ВУ) и выражается отношением времени истечения 200 мл данного нефтепродукта при температуре t ко времени истечения такого же объема дистиллированной воды при 20°C :

$$\text{ВУ}_t = \tau_t^H / \tau_{20}^B, \quad (3.41)$$

где ВУ_t – условная вязкость нефтепродукта при температуре t в условных градусах; τ_t^H – время истечения 200 мл нефтепродукта при температуре t , с; τ_{20}^B –

время истечения 200 мл дистиллированной воды при 20 °С (водное число вискозиметра), с.

Для оценки v_t по условной вязкости ВУ, ориентировочно можно использовать соотношение

$$v_t = 7,4 ВУ_t \text{ (мм}^2/\text{с)}. \quad (3.42)$$

Третий стандартный метод (ГОСТ 1929–51) служит для определения вязкости наиболее вязких нефтепродуктов, способных к фазовым переходам в коллоидные или кристаллические структуры. Метод основан на измерении усилия, необходимого для вращения внутреннего цилиндра (в. с. на рис. 3.11, в) относительно наружного (н.с.) при заполнении пространства между ними испытуемой жидкостью при температуре t . Прибор называется ротационным вискозиметром.

Вязкость определяют по времени, за которое внутренний цилиндр совершит 3 полных оборота под действием грузов. Для этого цилиндры с образцом нефтепродукта выдерживают в термостате при заданной температуре t в течение 30 мин. Затем, подвесив грузы G , отпускают тормоз, после первого полного оборота внутреннего цилиндра включают секундомер и засекают время 3-х последующих оборотов. Это время должно быть не менее 30 с, иначе меняют грузы G и измерение повторяют.

Вязкость динамическую (в Па · с) определяют по формуле

$$\eta_t = K(G - G_0)/N, \quad (3.43)$$

где

$$K = (\eta_0 N_k)/(G_k - G_0) - \text{постоянная вискозиметра}; \quad (3.44)$$

η_t и η_0 – динамическая вязкость испытуемого нефтепродукта при температуре t и калибровочного масла при 0 °С; N и N_k – число оборотов цилиндра в секунду соответственно на испытуемом продукте и калибровочном масле; G и G_k – сумма двух грузов, вращающих цилиндр с числом оборотов N и N_k на соответствующих продуктах, Н; G_0 – трение прибора, Н.

Метод измерения вязкости по времени падения калибровочного шарика Ш между метками M_1 и M_2 (3.11, з) нестандартизован и используется реже, в основном в исследовательских работах (вискозиметр Геплера).

Во всех описанных стандартных методах вязкость определяют при строго постоянной температуре, поскольку с изменением последней вязкость существенно меняется.

В свою очередь температурная зависимость вязкости является очень важной как в технологии переработки нефти (перекачка, теплообмен, отстой и т. д.), так и при применении готовых нефтепродуктов (слив, перекачка, фильтрование, смазка трущихся поверхностей и т. д.).

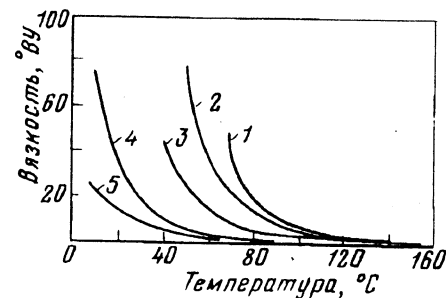


Рис. 3.12. Зависимость вязкости масел от температуры:

1, 2, 3 – остаточные масла из разных нефтей; 4 – дистиллятное нефтяное масло; 5 – растительное масло

Характер изменения вязкости нефтепродукта от температуры зависит также от его химического состава (рис. 3.12). Общим здесь для всех образцов масел является наличие областей температур, где наступает резкое повышение вязкости.

Существует много различных формул для **расчетного определения вязкости** в зависимости от температуры, но наиболее удачной и точной из них считается формула Вальтера:

$$(100v_t + 0,8)^{T^B} = K, \quad (3.45)$$

двойным логарифмированием она приводится к виду

$$\lg \lg(100v_t + 0,8) = A - B \lg T, \quad (3.46)$$

где v_t – вязкость при температуре t ($T = t + 273$); $A = \lg \lg K$ и B – постоянные для данного вещества величины, определяющие крутизну кривой (в данном случае, в логарифмических координатах, – прямой изменения вязкости от температуры).

По формуле (3.46) Е. Г. Семенидо была составлена номограмма (точнее – координатная сетка), в которой зависимость вязкости от температуры – прямая, имеющая угол наклона к оси абсцисс, определяемый величиной B (рис. 3.13). Таким образом, зная два значения вязкости данного вещества при двух температурах (1 и 3 на рис. 3.13), можно найти вязкость при других любых температурах (например, точка 2), проведя прямую линию через две известные точки.

Для нефтяных смазочных масел очень важным при эксплуатации является то, чтобы вязкость как можно меньше зависела от температуры, поскольку это обеспечивает хорошие смазывающие свойства масла в широком интервале температур (при запуске двигателя температура может быть минус 30 – минус 40 °С, а при работе двигателя 150 – 180 °С). То есть в соответствии с формулой (3.46) это означает, что для смазочных ма-

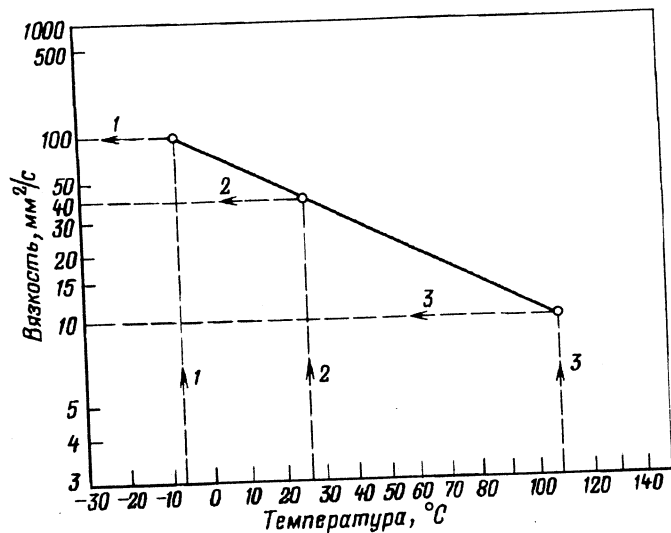


Рис. 3.13. Номограмма Семенидо (с примером)

сел чем ниже коэффициент B , тем выше качество масла. Это свойство масел принято характеризовать *индексом вязкости*, который является функцией группового химического состава масла. Различные группы углеводородов по-разному изменяют вязкость от температуры. Наиболее крутая зависимость (большая величина B) у ароматических углеводородов, а наименьшая – у алканов. Нафтоновые углеводороды в этом отношении близки к алканам.

Существуют различные **методы определения индекса вязкости**. Дином и Девисом был предложен метод сравнения с эталонами: были взяты два эталонных масла, одно из которых состояло главным образом из нафтонов (масло H), а другое – из ароматических соединений (масло L), и для них приняты индексы вязкости соответственно 100 и 0. Индекс вязкости любого другого масла U ими предложено определять как отношение

$$\text{ИВ} = (S_{38}^L - S_{38}^U) \cdot 100 / (S_{38}^L - S_{38}^H), \quad (3.47)$$

где $S_{38}^H, S_{38}^L, S_{38}^U$ – вязкости соответствующих масел при температуре 38 °C (100 °F) в секундах Сейболта.

По этой формуле была составлена таблица для нахождения индекса вязкости любого масла, если для него известны вязкости при 38 и 99 °C (100 и 200 °F).

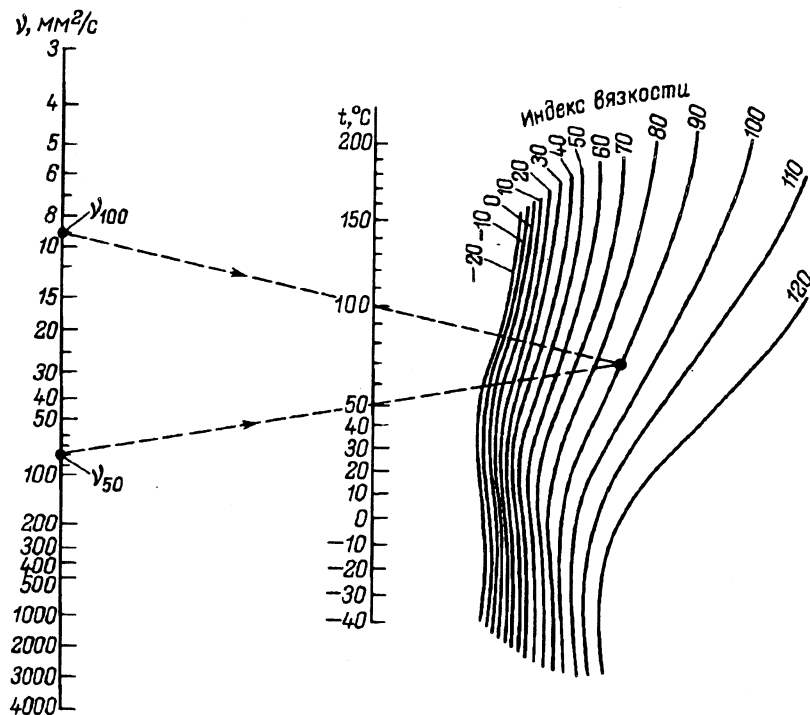


Рис. 3.14. Номограмма для определения индекса вязкости (пунктиром дан пример)

В России методика определения индекса вязкости несколько отлична: ИВ определяют по двум значениям кинематической вязкости – при 50 и 100 °C (или при 40 и 100 °C) – по специальной таблице Госкомитета стандартов.

Для укрупненных и ориентировочных **расчетов индекса вязкости (ИВ)** можно пользоваться номограммами и графиками, приведенными в справочной литературе. Одна из них – номограмма Г.В. Виноградова – приведена на рис. 3.14 (определение ИВ указано стрелками).

На определение ИВ при паспортизации масел существует метод расчета (ГОСТ 25371–82), который предусматривает определение этой величины по вязкости при 40 и 100 °C.

По методу A из этого ГОСТа (для масел с ИВ < 100) индекс вязкости определяется формулой

$$\text{ИВ} = (\nu - \nu_1) \cdot 100 / (\nu - \nu_2) = (\nu - \nu_1) \cdot 100 / \nu_3, \quad (3.48)$$

где $\nu_3 = \nu - \nu_2$; ν – кинематическая вязкость масла с ИВ = 0 при 40 °C, имеющего вязкость при 100 °C, равную вязкости испытуемого масла при

100 °С; ν_1 – кинематическая вязкость испытуемого масла при 40 °С; ν_2 – кинематическая вязкость масла с ИВ = 100, имеющего при 100 °С вязкость, равную вязкости испытуемого масла при той же температуре.

Для всех масел с $\nu_{100} < 70$ мм²/с все значения вязкости (ν , ν_1 и ν_2) определяют по таблице указанного ГОСТ на основе ν_{40} и ν_{100} данного масла. Если масло более вязкое ($\nu_{100} > 70$ мм²/с), то значения величин, входящих в формулу (3.48), определяют по специальным формулам, приведенным в стандарте.

Стандарт предусматривает расчет ИВ и другим методом (метод Б). Индекс вязкости – общепринятая величина, входящая в стандарты на масла во всех странах мира.

Наряду с индексом вязкости для характеристики вязкостно-температурных свойств масел существует другой показатель – *вязкостно-весовая константа (ВВК)*.

ВВК устанавливает связь между углеводородным составом масла и его плотностью и вязкостью. Ю.А. Пинкевичем была предложена следующая формула для вычисления ВВК:

$$\text{ВВК} = (\rho_{15}^{15} - 0,24 - 0,038 \lg \nu_{100}) / (0,755 - 0,011 \lg \nu_{100}), \quad (3.49)$$

где ρ_{15}^{15} – относительная плотность; ν_{100} – кинематическая вязкость, мм²/с.

В зависимости от группового химического состава масла ВВК составляет 0,75 ÷ 0,90, причем чем она ниже, тем больше индекс вязкости масла.

Вязкость жидкостей, в том числе и нефтепродуктов, зависит от внешнего давления. Для смазочных масел эта зависимость особенно важна, так как в пленке масла между подшипником и валом в двигателях внутреннего сгорания местное давление может достигать 500 МПа.

В общем виде эта зависимость выражается формулой

$$\nu_P = \nu_0 e^{\alpha P}, \quad (3.50)$$

где ν_0 и ν_P – вязкость при атмосферном и данном давлении P , мм²/с; α – постоянный для каждого масла коэффициент, лежащий в интервале 0,23 – 0,03 (большие значения – для масел большей вязкости).

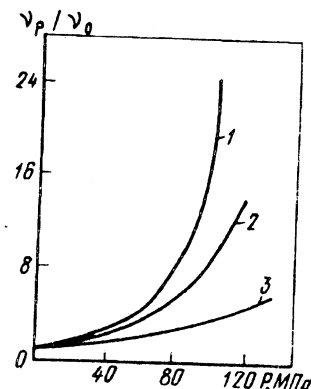
Эта формула описывает степенной закон изменения вязкости от давления до $P = 1500 \div 2000$ МПа. Выше этих значений давлений минеральные масла затвердевают.

Для нефтепродуктов предложена [57] еще одна формула:

$$\lg(\nu_P / \nu_0) = 0,0142 P (0,0239 + 0,01638 \nu_0^{0,278}). \quad (3.51)$$

Характерные для масел кривые изменения вязкости от давления приведены на рис. 3.15.

Рис. 3.15. Зависимость вязкости нефтяных (1 и 2) и растительных (3) масел от давления



Практически все товарные нефтепродукты (топлива, масла) получают путем смешения (компаундирования) различных по химическому составу и другим показателям качества фракций, чтобы получить в итоге требуемые нормами ГОСТ показатели, в том числе и вязкости. Часто требуется **определить вязкость смеси по вязкости исходных компонентов**. Однако вязкость – свойство неаддитивное, поэтому решение этой задачи возможно лишь методом подбора; расчетный прогноз вязкости смеси возможен только по эмпирическим формулам и номограммам, приведенным в справочной литературе [10, 54]. Одна из наиболее распространенных номограмм приведена на рис. 3.16, где пунктирными линиями показано нахождение вязкости смеси $\nu_{см}$ по вязкости маловязкого ν_a и более вязкого ν_q компонентов [в примере $\nu_a = 4,5$ мм²/с, $\nu_q = 150$ мм²/с, $\nu_{см} = 12$ мм²/с при содержании в смеси вязкого компонента 40%(мас.)].

Все сказанное выше относилось к жидким нефтепродуктам в текучем состоянии (истинным растворам), т. е. к ньютоновским жидкостям. Между тем при определенных внешних воздействиях (температура, давление, ультразвуковые и электромагнитные поля) в нефтепродукте появляется дисперсная фаза (ассоциаты молекул асфальтенов, карбоиды, кристаллы *n*-алканов и др.). Такая нефтяная дисперсная система (НДС) по своим вязкостным характеристикам уже не будет строго подчиняться описанным выше закономерностям. Момент перехода нефтепродукта как истинного раствора к НДС является первым фазовым переходом (начало образования дисперсной фазы). При дальнейшем изменении воздействия (например, понижении температуры или повышении давления) рост доли дисперсной фазы ведет к образованию студнеподобной системы (2-й фазовый переход), а затем полной потере подвижности (3-й фазовый переход) – к коллоидному состоянию (гелю). Если в составе нефтепродукта много *n*-алканов, то вместо геля будет образовываться твердое кристаллическое вещество.

Между 1-м и 3-м фазовым переходами вязкостные свойства таких структурированных нефтепродуктов будут определяться не только (а вернее – не столько) ван-дер-ваальсовыми силами межмолекулярных взаимодействий, но также взаимодействием

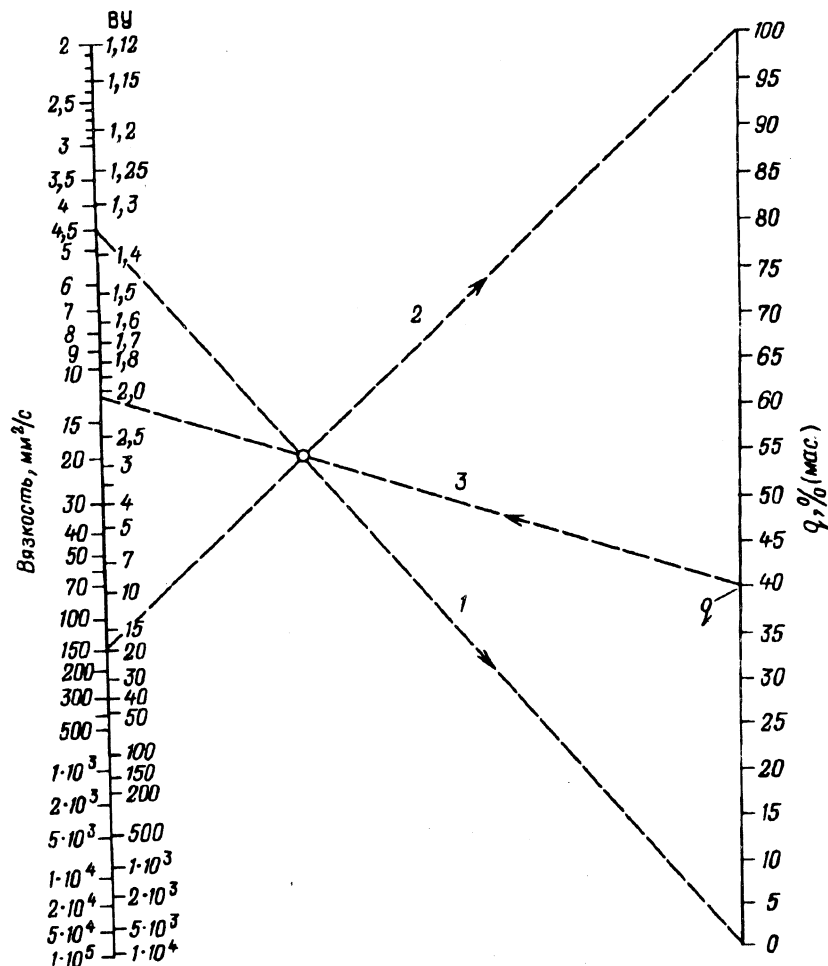


Рис. 3.16. Номограмма ASTM для определения вязкости смеси нефтепродуктов (q – содержание в смеси более вязкого компонента; 1, 2, 3 – порядок нахождения вязкости смеси)

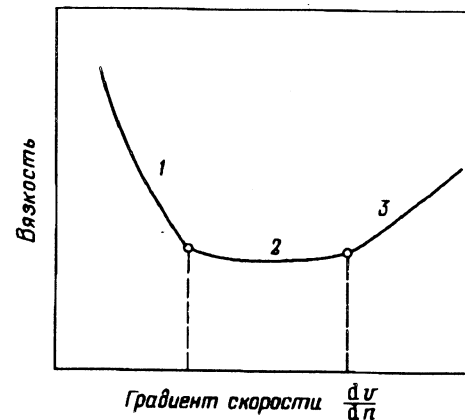
образовавшейся дисперсной фазы с истинным раствором и межкристаллическими взаимодействиями.

В состоянии геля или твердого вещества (битумы, церезины, парафины, консистентные смазки) о вязкости как таковой речь идти не может, и внутреннее трение такого вещества характеризуют предельным напряжением сдвига P_m (в Н/м²):

$$P_m = 981 F/S, \quad (3.52)$$

где S – площадь сдвигаемых поверхностей, м²; F – усилие, при котором происходит взаимный сдвиг (разрушение структуры), Н.

Рис. 3.17. Характер изменения вязкости структурированных сред. Пояснения в тексте



Особенность вязкостных свойств структурированных нефтепродуктов после появления в них дисперсной фазы и в студнеподобном состоянии заключается в том, что их вязкость зависит от режима их течения (градиента скорости взаимного перемещения слоев).

На рис. 3.17 показана характерная зависимость вязкости структурированного нефтепродукта от градиента скорости. На участке 1, когда происходит разрушение образовавшейся структуры (студень), вязкость резко снижается, и это характерно для всех веществ, вязкость которых зависит от градиента скорости (аномально вязкие вещества).

При дальнейшем увеличении градиента, когда структура разрушена по всему объему, градиент скорости не влияет на вязкость (участок 2) и дисперсная система ведет себя как обычная жидкость. При больших значениях градиента скорости, когда дисперсная система сильно турбулизируется, вязкость вновь начинает нарастать. Эти и другие важные свойства нефтяных дисперсных систем с достаточной полнотой описаны в трудах проф. З.И.Сюняева [12 – 14, 58].

Вязкость углеводородных газов и нефтяных паров подчиняется иным, чем для жидкостей, закономерностям. Так, температурная зависимость вязкости газов и паров обратна, т. е. с повышением температуры вязкость газов растет. Эта закономерность удовлетворительно описывается формулой Сазерленда (3.53) или Фроста (3.54):

$$\eta_t = \eta_0[(273 + C)/(T + C)](T/273)^{1,5}, \quad (3.53)$$

$$\eta_t = \eta_0(T/T_0)^m, \quad (3.54)$$

где η_t и η_0 – динамическая вязкость газа при температурах T и T_0 , Па · с; C и m – постоянные для каждого газа величины.

Для приближенных расчетов принимаем, что

$$C = 1,22 T_{\text{кип}}. \quad (3.55)$$

Более точные их значения для некоторых газов приведены в табл. 3.1.

Таблица 3.1. Значения C , m и η_0 в формулах (3.53) и (3.54)

Газ	Интервал температур, К	C	m	$\eta_0 \cdot 10^6$, Па · с	Газ	Интервал температур, К	C	m	$\eta_0 \cdot 10^6$, Па · с
H ₂	293–373	73	0,678	8,355	n-C ₄ H ₁₀	293–593	377	0,97	6,835
N ₂	298–553	103,9	0,680	16,671	n-C ₅ H ₁₂	395–579	382,8	0,99	6,355
O ₂	293–553	126,6	0,693	19,417	n-C ₆ H ₁₄	394–580	436,1	1,03	5,904
H ₂ O	373–623	673	1,2	8,238	n-C ₇ H ₁₆	373–525	445	1,05	5,247
CH ₄	293–523	164	0,76	10,395	n-C ₈ H ₁₈	373–523	337	1,02	4,835
C ₂ H ₆	"	252	0,90	8,6	C ₆ H ₆	403–586	447,5	1,00	6,982
C ₃ H ₈	"	278	0,92	7,502	C ₇ H ₈	333–523	370	0,89	6,610

Вязкость газов мало зависит от давления в области до 5 – 6 МПа. При более высоких давлениях она растет и при давлении около 100 МПа увеличивается в 2 – 3 раза по сравнению с вязкостью при нормальном давлении. Для определения вязкости при повышенных давлениях пользуются обычно эмпирическими графиками, приведенными в справочной литературе [54].

3.6. ПОВЕРХНОСТНОЕ НАТЯЖЕНИЕ

Поверхностное натяжение – величина, характеризующая состояние поверхности жидкости на границе раздела фаз. Эта величина численно равна работе, которая затрачивается на преодоление сил притяжения молекул, выходящих на поверхность при образовании единицы поверхности.

В результате действия сил поверхностного натяжения жидкость стремится сократить свою поверхность, и когда влияние силы земного притяжения весьма мало, жидкость принимает форму шара, имеющего минимальную поверхность на единицу объема.

Поверхностное натяжение (измеряемое в Н/м) различно для разных групп углеводородов, максимально для ароматических и минимально для насыщенных парафиновых. Растет оно и с увеличением молекулярной массы.

Большинство гетероатомных соединений, обладая полярными свойствами, имеют поверхностное натяжение ниже, чем у углеводородов. Это очень важно, поскольку их наличие играет важную роль в образовании водонефтяных и газонефтяных эмульсий и в последующих процессах разрушения этих эмульсий.

Поверхностное натяжение существенно зависит от температуры и давления, а также от химического состава жидкости и соприкасающейся с ней фазы (газ или вода).

Рис. 3.18. Зависимость поверхностного натяжения от температуры:

1 – этан; 2 – n-бутан; 3 – n-гексан; 4 – n-октан; 5–8 – нефтяные фракции со средней молекулярной массой соответственно 140, 160, 200 и 240

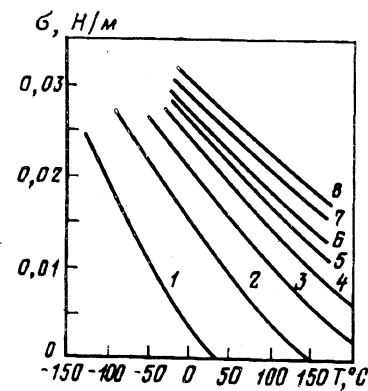
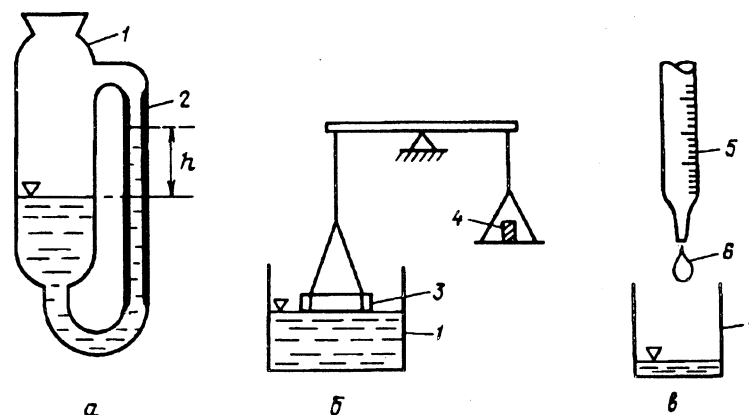


Рис. 3.19. Методы определения поверхностного натяжения – капиллярный (а), отрывом кольца (б) и по падению капли (в):

1 – сосуд; 2 – капилляр; 3 – кольцо; 4 – груз; 5 – бюретка; 6 – капля



Для некоторых легких углеводородов и нефтяных фракций зависимость поверхностного натяжения от температуры показана на рис. 3.18.

С увеличением давления поверхностное натяжение также уменьшается.

Методов экспериментального определения поверхностного натяжения существует достаточно много (рис. 3.19).

Капиллярный метод (рис. 3.19, а) основан на поднятии уровня жидкости в капилляре выше, чем в сообщающемся с ним сосуде, на величину h , зависящую от поверхностных свойств капилляра и жидкости.

Метод отрыва кольца (3.19, б) основан на прямом измерении усилия, необходимого для отрыва стандартного кольца от поверхности жидкости.

Метод отрыва капли (3.19, в) основан на измерении средней массы капли жидкости, оторвавшейся от калиброванно-