Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Кузбасский государственный технический университет
имени Т. Ф. Горбачева»

Кафедра технологии органических веществ и нефтехимии

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИХ СТРУКТУРНО-ГРУППОВОГО СОСТАВА

Методические указания к выполнению лабораторных работ
по дисциплине **«Основы нефтепереработки и нефтехимии»**
для обучающихся направления подготовки
18.03.01 Химическая технология, направленность (профиль)
Химическая технология органических веществ

Составители Г. Г. Боркина
Т. С. Котельникова

Утверждены на заседании кафедры
Протокол № 2 от 01.12.2020
Рекомендованы к изданию
учебно-методической комиссией
направления подготовки 18.03.01
Протокол № 4 от 19.01.2021

Электронная версия
находится в библиотеке КузГТУ

Кемерово 2021

СОДЕРЖАНИЕ

1. ЦЕЛЬ РАБОТ	2
2. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	2
3. МЕТОДИКИ ВЫПОЛНЕНИЯ ЛАБОРАТОРНЫХ РАБОТ	15
3.1. Определение плотности нефти и нефтепродуктов	15
3.2. Определение средней молярной массы нефтепродуктов	17
3.3. Определение показателя преломления нефтепродуктов	19
3.4. Определение вязкости нефти и нефтепродуктов	21
3.5. Определение поверхностного натяжения нефти и нефтепродуктов	26
3.6. Определение структурно-группового состава нефтепродуктов методом n–ρ–M	26
4. ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ ОТЧЕТА	28
5. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ	28
6. КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ	29
СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	31
Приложение	32

1. ЦЕЛЬ РАБОТ

Целью выполнения лабораторных работ является приобретение навыков по определению физико-химических свойств нефти и нефтепродуктов, изучение зависимости этих свойств от химического состава нефтепродуктов, а также освоение расчетного метода определения структурно-группового состава нефтепродуктов.

2. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В основе переработки нефти и нефтепродуктов лежат физико-химические процессы. Управление этими процессами требует глубокого знания физических, физико-химических, коллоидно-дисперсных свойств нефти, ее фракций, остатков. Многие из этих свойств прямо или косвенно определяют химический состав нефтей и нефтепродуктов, отражают эксплуатационные характеристики нефтепродуктов. Некоторые свойства используются для расчетов нефтезаводской аппаратуры, другие для контроля параметров режима и показателей качества продукции.

К основным физико-химическим свойствам нефти и нефтепродуктов относятся плотность, молекулярная масса, вязкость, поверхностное натяжение, коэффициент преломления, температуры вспышки, воспламенения и самовоспламенения.

Плотность является важнейшей характеристикой, позволяющей в совокупности с другими константами (температура кипения, показатель преломления, молекулярная масса, вязкость и др.) ориентировочно оценивать химический и фракционный состав нефти и нефтяных фракций. Это один из широко употребляемых показателей качества нефти и товарных нефтепродуктов. Плотность используется для пересчета объемных единиц нефтепродуктов в массовые и наоборот.

Плотность принято выражать абсолютной и относительной величиной. Абсолютной плотностью считается масса вещества, заключенная в единице объема. Размерность плотности – кг/м^3 или г/см^3.

На практике имеют дело чаще с безразмерной величиной – относительной плотностью. Относительной плотностью $\left(\rho_{t_{ст}}^{t_{опр}}\right)$ нефти или нефтепродукта называется отношение их массы при температуре определения ($t_{опр}$) к массе чистой воды при стандартной температуре ($t_{ст}$), взятой в том же объеме. Во многих странах, в том числе и в России, приняты стандартная температура $t_{ст}$ = 4 °С, а температура определения $t_{опр}$ = 20 °С. Относительная плотность обозначается ρ_4^{20}. Ввиду того, что массу вещества относят к массе воды при 4 °С, а масса воды при 4 °С принята за единицу, то значения относительной и абсолютной плотности совпадают.

В некоторых странах за стандартную температуру для воды и нефти (нефтепродукта) принята $t_{ст}$ = 15,6 °С. В этом случае относительная плотность обозначается ρ_{15}^{15}. Взаимный перерасчет значений производится по формуле

$$\rho_{15}^{15} = \rho_4^{20} + \frac{0{,}0035}{\rho_4^{20}}. \qquad (2.1)$$

Увеличение плотности наблюдается с возрастанием молекулярной массы, а также с переходом от парафинов к олефинам, нафтенам и ароматическим углеводородам (табл. 1).

Таблица 1

Относительные плотности некоторых углеводородов

Углеводороды	Число атомов углерода в молекуле		
	6	8	10
Парафины	0,659	0,703	0,730
Олефины	0,675–0,681	0,715–0,719	0,744
Нафтены (шестичленные)	0,778	0,784	0,800
Ароматические	0,879	0,864	0,866

Плотность сырых нефтей колеблется в пределах 0,730–1,000. На величине плотности основана промышленная классификация нефти, согласно которой выделяют три типа нефти: лег-

кая (ниже 0,878 г/см^3), утяжеленная (от 0,878 до 0,884 г/см^3), тяжелая (выше 0,884 г/см^3).

Плотность различных фракций нефти возрастает с увеличением температуры кипения и наличия в них ароматических углеводородов.

Плотность нефтей и нефтепродуктов уменьшается с повышением температуры. Эта зависимость имеет линейный характер и хорошо описывается формулой

$$\rho_4^t = \rho_4^{20} - \alpha(t - 20), \qquad (2.2)$$

где α – температурная поправка на изменение плотности при изменении температуры на 1 °С, зависит от величины измеренной плотности (значения поправки приведены в приложении табл. 1); t – температура нефтепродукта при определении плотности, °С; ρ_4^t – относительная плотность при температуре t.

Уравнение (2.2) справедливо для интервала температур от 0 °С до 150 °С (погрешность составляет 5–8 %).

В более широком интервале температур (до 300 °С) и с меньшей погрешностью (до 3 %) плотность (кг/м^3) рассчитывается по формуле

$$\rho_4^t = 1000\rho_4^{20} - \frac{0{,}58}{\rho_4^{20}}(t - 20) - \frac{\left|t - 1200(\rho_4^{20} - 0{,}68)\right|}{1000}(t - 20). \qquad (2.3)$$

Существует несколько методов определения плотности нефти и нефтепродуктов. Для технических целей определение плотности можно проводить ареометрическим методом или методом уравнивания плотности.

Простейшим методом определения плотности нефти и жидких нефтепродуктов является ареометрический метод. Градуировка ареометра отнесена к плотности воды при 4 °С, и его показания соответствуют ρ_4^t. Ареометром можно определить плотность только с точностью до 0,001 для маловязких и 0,005 для вязких нефтепродуктов.

Для малого количества жидких нефтепродуктов (капли) или для твердых веществ (парафина, битума и др.) пользуются мето-

дом уравнивания плотности, или методом взвешивания капли: каплю или кусочек испытуемого нефтепродукта вводят в спиртоводный ($\rho \leq 1$) или водно-соляной раствор слабой концентрации ($\rho \geq 1$) и добавляют в сосуд воду или концентрированный раствор соли до тех пор, пока испытуемый нефтепродукт не перейдет во взвешенное состояние в растворе. В этом случае плотность нефтепродукта равна плотности раствора, которую определяют ареометром.

Более точно (с точностью до 0,0005) плотность нефтепродуктов определяют с помощью гидростатических весов, которые градуируются по плотности воды при 20 °С и дают показания ρ_{20}^{t}.

Наиболее точный результат достигается при определении плотности пикнометром (точность до 0,00005). Пикнометрический метод основан на сравнении массы нефтепродукта, взятого в определенном объеме пикнометра, с массой дистиллированной воды, взятой в том же объеме и при той же температуре.

В случае малого количества жидкого нефтепродукта для быстрого определения его плотности можно использовать различные эмпирические формулы, например:

$$\rho_4^{20} = \sqrt{2{,}841 n_D^{20} - 3{,}468}, \qquad (2.4)$$

где n_D^{20} – показатель преломления жидкого нефтепродукта.

Формулу (2.4) можно использовать для любых нефтепродуктов как прямогонного, так и деструктивного происхождения. Точность расчета около 2,5 %.

Параметром, который представляет собой функцию плотности и позволяет судить о химической природе нефтепродуктов, является характеризующий фактор (K), определяемый формулой

$$K = 1{,}216 \frac{\sqrt[3]{T_{\text{ср.м}}}}{\rho_{15}^{15}}, \qquad (2.5)$$

где $T_{ср.м}$ – средняя молярная температура кипения нефтепродукта, К; ρ_{15}^{15} – относительная плотность нефтепродукта при температуре 15 ºС.

Под средней молярной температурой кипения нефтепродукта понимают среднюю температуру между началом и концом кипения фракции. По ГОСТ 2177–99 для узких фракций вместо средней молекулярной температуры кипения в формулу подставляют температуру 50 % отгона.

Для парафинистых нефтепродуктов характеризующий фактор равен 12,0–13,0, для нафтено-ароматических – 10,0–11,0, для ароматических – 10,0.

Значение характеризующего фактора, называемого иначе фактором парафинистости Ватсона, применяется для последующего расчета молекулярной массы узких нефтяных фракций.

Молярная масса нефтей и нефтепродуктов – один из важнейших показателей, широко используемый при расчете теплоты парообразования, парциального давления, объема паров, а также при определении химического состава узких нефтяных фракций. Поскольку нефть и нефтепродукты представляют собой смеси индивидуальных углеводородов и других соединений, то они характеризуются средней молярной массой. Средняя молярная масса многих нефтей 250–300 кг/кмоль.

Молярная масса нефтяных фракций тем больше, чем выше их средняя температура кипения. Выделенные из различных нефтей фракции, выкипающие в одном и том же интервале температур, имеют разные молярные массы, так как химический состав этих фракций различен.

Для определения молярной массы нефтепродуктов широкое применение получил криоскопический метод, основанный на изменении температуры замерзания растворителя (бензола или нафталина) при добавлении к нему навески нефтепродукта.

В некоторых случаях для определения молярной массы применяется эбулиоскопический метод, основанный на изменении приращения температуры кипения растворителя после ввода в него навески испытуемого нефтепродукта.

Молярную массу часто определяют по формуле Б. П. Воинова

$$M = 60 + 0{,}23T_{\text{ср.м}} + 0{,}001T_{\text{ср.м}}^2. \qquad (2.6)$$

Более точные результаты дает формула Воинова–Эйгенсона, выведенная с учетом характеризующего фактора *K:*

$$M = 7K - 21{,}5 + (0{,}76 - 0{,}04K)T_{\text{ср.м}} + (0{,}0003K - 0{,}00245)T_{\text{ср.м}}^2. \qquad (2.7)$$

Приближенно среднюю температуру кипения фракции ($T_{\text{ср.м}}$) можно также определить как температуру 50 %-го отгона фракции или как среднее арифметическое начальной и конечной температур кипения.

Зависимость молярной массы от относительной плотности выражается формулой Крэга:

$$M = \frac{44{,}29\rho_{15}^{15}}{1{,}03 - \rho_{15}^{15}}. \qquad (2.8)$$

Молярная масса смеси нефтяных фракций рассчитывается по правилу аддитивности:

$$M = \sum M_i x_i; \qquad M = \frac{1}{\sum(\omega_i / M_i)}, \qquad (2.9)$$

где x_i и ω_i – мольная и массовая доля нефтяных фракций соответственно; M_i – молярная масса одной фракции, кг/кмоль.

Показатель преломления (коэффициент рефракции) также является одной из основных характеристик нефтепродуктов. Он характеризует оптическую активность среды (способность нефтепродукта преломлять падающий на него световой луч) и выражается отношением синуса угла падения луча к синусу угла преломления луча. Показатель преломления позволяет судить о групповом углеводородном составе нефти и нефтяных фракций, а в сочетании с плотностью и молярной массой – рассчитать структурно-групповой состав нефтяных фракций. Показатель преломления является важнейшей физической константой индивидуальных соединений. С его помощью устанавливается чистота синтезированных или выделенных из нефти веществ.

Величина показателя преломления зависит от длины волны падающего на границу раздела двух сред света и температуры среды. Чаще всего определяют показатель преломления для желтой (*D*) линии натрия (длина волны 589 нм) при температуре 20 °С, то есть n_D^{20}. Определение ведется при дневном свете либо при электрическом освещении на специальных приборах – рефрактометрах с точностью до 0,0001. Точность определения имеет большое значение, потому что величины показателей преломления у различных углеводородов близки.

Для нефтепродуктов показатель преломления определяют при прохождении светового луча из воздуха в нефтепродукт, поэтому он всегда выше единицы.

Показатель преломления зависит от природы исследуемого вещества. Чем выше температура кипения фракции, тем больше ее плотность и показатель преломления.

При близкой молекулярной массе углеводородов показатель преломления возрастает в ряду

алканы < алкены < нафтены < ароматические углеводороды.

Показатель преломления нефтепродуктов зависит от температуры. С повышением температуры его величина уменьшается, причем для масел, парафина и церезина это снижение составляет 0,0004 на каждый градус разности температур.

Перерасчет показателя преломления с одной температуры на другую осуществляется по формуле

$$n_D^{t_0} = n_D^{t} + \alpha(t - t_0), \qquad (2.10)$$

где $n_D^{t_0}$ – показатель преломления вещества при температуре определения t_0; n_D^{t} – показатель преломления вещества при температуре определения t; α – поправочный коэффициент (0,0004 на 1 ºС).

Показатель преломления определяют с помощью специального прибора – рефрактометра. В лабораторной практике применяют два типа рефрактометров: Аббе и Пульфриха. Чаще используют рефрактометры типа Аббе. Для более точных определений показателя преломления и дисперсии используют рефрактометры типа Пульфриха.

Вязкость является важнейшей физической константой, характеризующей эксплуатационные свойства дизельных и котельных топлив, нефтяных масел и других нефтепродуктов. По значению вязкости судят о возможности распыления и прокачиваемости нефти и нефтепродктов.

Различают динамическую, кинематическую и условную вязкость.

Динамической вязкостью (η) называется свойство жидкости оказывать сопротивление сдвигающим касательным усилиям. В Международной системе единиц (СИ) динамическая вязкость измеряется в паскаль-секундах (Па·с или Н·с/м^2). Это сопротивление, которое оказывает жидкость при относительном перемещении двух ее слоев поверхностью 1 м^2, находящихся на расстоянии 1 м друг от друга и перемещающихся под действием внешней силы в 1 Н со скоростью 1 м/с. Часто используется единица «миллипаскаль секунда» (мПа·с): 1 Па·с = 1000 мПа·с. Находит применение и единица измерения – пуаз (Пз) или сантипуаз (сПз):

$$1 \text{ мПа·с} = 1 \text{ сПз}.$$

Кинематической вязкостью (ν) называется отношение динамической вязкости жидкости к ее плотности при той же температуре

$$\nu = \eta/\rho. \qquad (2.11)$$

Единицей измерения кинематической вязкости в Международной системе единиц (СИ) является метр квадратный в секунду (м^2/с) – кинематическая вязкость такой жидкости, динамическая вязкость которой равна 1 Н·с/м^2 и плотность 1 кг/м^3. Другая размерность см^2/с – стокс (Ст). Практической единицей измерения кинематической вязкости является сантистокс (сСт): 1 Ст = = 100 сСт = 10^{-4} м^2/с; 1 сСт = 1 мм^2/с.

Нефти и нефтепродукты часто характеризуются *условной вязкостью*, которая определяется отношением времени истечения через калиброванное отверстие стандартного вискозиметра 200 мл нефтепродукта при определенной температуре t ко времени истечения 200 мл дистиллированной воды при температуре 20 ºС. Условная вязкость при температуре t (обозначается ВУ$_t$) является относительной величиной и выражается числом условных градусов.

Между величинами условной и кинематической вязкости существует эмпирическая зависимость
для ν от 1 до 120 мм^2/с

$$\nu_t = 7{,}24\text{ВУ}_t - \frac{6{,}25}{\text{ВУ}_t}; \qquad (2.12)$$

для ν > 120 мм^2/с

$$\nu_t = 7{,}24\text{ВУ}_t. \qquad (2.13)$$

где t – температура испытания нефтепродукта, ºС; ν_t и ВУ_t – кинематическая и условная вязкость при температуре испытания нефтепродукта.

Для нефтей и нефтепродуктов, представляющих собой сложные смеси, вязкость является функцией их химического состава, молярной массы и определяется силами межмолекулярного взаимодействия. Чем выше молярная масса нефтяной фракции, тем больше ее вязкость. Для бензинов кинематическая вязкость при температуре 20 °С составляет 0,6 сСт, для тяжелых масел – 300–400 сСт. Кинематическая вязкость нефтей различных месторождений колеблется от 2 до 300 сСт и для большинства нефтей обычно не превышает 40–60 сСт.

Наличие боковых разветвлений в молекулах алканов и нафтенов и увеличение числа циклов приводят к повышению вязкости. Наличие нафтеновых колец часто повышает вязкость (иногда очень существенно) по сравнению с ароматическими кольцами. Для различных углеводородов вязкость растет в ряду

алканы < ароматические углеводороды < нафтены.

Для определения вязкости используют специальные стандартные приборы – вискозиметры. Кинематическая вязкость определяется для относительно маловязких светлых нефтепродуктов и масел по ГОСТ 33–2000 с помощью капиллярных вискозиметров, действие которых основано на текучести жидкости через капилляр. Динамическая вязкость определяется вискозиметром Гепплера. Для вязких нефтепродуктов измеряется условная вязкость вискозиметром типа Энглера по ГОСТ 6258–85. Истечение жидкости в них происходит через калибровочное отверстие. Вязкость наиболее вязких нефтепродуктов определяется на ротационном вискозиметре по ГОСТ 1929–87 путем измерения

усилия, необходимого для вращения внутреннего цилиндра относительно наружного при заполнении пространства между ними испытуемой жидкостью при температуре *t*.

Большое значение имеет зависимость вязкости нефтепродуктов от температуры. В технических требованиях на нефтепродукты в основном нормируется вязкость при температуре 50 и 100 °С. С понижением температуры их вязкость возрастает.

Существует много различных формул для расчета вязкости в зависимости от температуры, но наиболее употребляемой является эмпирическая формула Вальтера в логарифмическом виде

$$\lg(\lg(100\nu_t + 0{,}8)) = A - B\lg T, \qquad (2.14)$$

где T – абсолютная температура, К; 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 (2.14) составлена номограмма, по которой можно найти вязкость нефтепродукта при любой заданной температуре, если известна его вязкость при двух других температурах.

Для оценки вязкостно-температурных свойств нефтяных масел предложен индекс вязкости (ИВ): отношение вязкостей при температуре 50 и 100 °С. Чем меньше меняется вязкость масла с изменением температуры, тем выше его ИВ и выше качество.

Индекс вязкости – условный показатель, представляющий собой сравнительную характеристику испытуемого масла и эталонных масел. Это общепринятая величина, входящая в стандарты на масла во всех странах мира.

Вязкость нефтепродуктов зависит от внешнего давления. Изменение вязкости масел с повышением давления имеет большое практическое значение, так как в некоторых узлах трения могут возникать высокие давления. Так, в подшипниках коленчатого вала давление достигает 15–20 МПа, в зубчатых передачах – несколько сотен МПа.

Меньше всего с повышением давления изменяется вязкость парафиновых углеводородов и несколько больше нафтеновых и ароматических. Вязкость высоковязких нефтепродуктов с увеличением давления повышается больше, чем вязкость маловязких.

Чем выше температура, тем меньше изменяется вязкость с повышением давления (табл. 2).

При давлениях порядка 500–1000 МПа вязкость масел возрастает настолько, что они теряют свойства жидкости и превращаются в пластичную массу.

Таблица 2

Относительное изменение вязкости при повышении давления

Давление, МПа	Относительное изменение вязкости			
	вода		масло	
	0 °С	75 °С	25 °С	100 °С
0,1	1,00	1,00	1,00	1,00
100	0,92	1,08	23,00	4,30
200	0,96	1,16	280,00	15,00
300	1,11	1,36	–	112,00

Поверхностное натяжение нефти и нефтепродуктов зависит от количества присутствующих в них поверхностно-активных компонентов. Природными поверхностно-активными веществами (ПАВ) нефтей и нефтепродуктов являются фенолы, смолы, асфальтены, нафтеновые кислоты и др. Нефтепродукты с малым содержанием ПАВ имеют наибольшее значение поверхностного натяжения на границе с водой, а с большим содержанием – наименьшее. Наличие ПАВ играет большую роль в процессах образования и разрушения водонефтяных эмульсий.

Поверхностным натяжением (σ) называется сила, приложенная к единице длины контура, ограничивающего поверхность, направленная вдоль этой поверхности перпендикулярно контуру и стремящаяся эту поверхность уменьшить. В результате действия сил поверхностного натяжения жидкость стремится сократить свою поверхность, и если влияние силы земного притяжения незначительно, жидкость принимает форму шара, имеющего минимальную поверхность на единицу объема. Единицей измерения поверхностного натяжения является Дж/м^2 или Н/м.

Поверхностное натяжение различно для разных групп углеводородов – максимально для ароматических и минимально для парафиновых. С увеличением молярной массы углеводородов оно повышается. У большинства гетероатомных соединений, об-

ладающих полярными свойствами, поверхностное натяжение ниже, чем у углеводородов.

Поверхностное натяжение существенно зависит от температуры и давления, а также от химического состава жидкости и соприкасающейся с ней фазы (газ или вода). С повышением температуры оно убывает и при критической температуре равно нулю. С увеличением давления поверхностное натяжение в системе газ–жидкость также снижается.

Поверхностное натяжение нефтепродуктов можно рассчитать по формуле

$$\sigma = 10^{-5}(5\rho_4^{20} - 1{,}5). \qquad (2.15)$$

Пересчет σ от одной температуры к другой можно проводить по уравнению

$$\sigma_t = \sigma_{t_0} - 10^{-3} K'(t - t_0), \qquad (2.16)$$

где $K' = 0{,}07–0{,}1$.

Индивидуальная постоянная характеристика K' для конкретного вещества изменяется следующим образом: с увеличением содержания ароматических углеводородов во фракции K' уменьшается, а с увеличением парафинов – повышается, при этом с ростом молярной массы углеводородов K' уменьшается.

Различия в физических и химических свойствах углеводородов, принадлежащих к разным классам, используют для определения группового химического состава нефтяных фракций. При определении группового состава устанавливают количественное содержание ароматических углеводородов, нафтенов, алканов и алкенов.

В основе методов анализа лежит нахождение наиболее легко определяемых свойств нефтепродуктов, таких, как показатель преломления, плотность, температура растворения в анилине (анилиновая точка), адсорбируемость, взаимодействие с серной кислотой и др.

Во фракциях с температурой кипения выше 150 °С циклические углеводороды (арены и циклоалканы) уже нельзя отнести только к одной какой-либо группе, так как большая часть их обладает смешанным (гибридным) характером. Циклические углеводороды содержат боковые алкановые цепи, а часто одновре-

менно циклоалкановые и ареновые кольца. Сложность и многообразие гибридных структур быстро увеличивается с ростом молярной массы нефтяных фракций. Гибридные структуры углеводородов, как правило, составляют большую часть высокомолекулярных фракций нефти, что затрудняет их изучение.

При исследовании средних и тяжелых фракций нефти широкое применение находит метод n–ρ–M Тадема – наиболее простой и быстрый вариант структурно-группового анализа. Суть метода состоит в том, что смесь углеводородов, составляющих исследуемую фракцию, представляют в виде одной «средней (среднестатистической)» молекулы, свойства которой определяются соотношением ареновых и циклоалкановых фрагментов и алкановых цепей. Таким образом, на основании структурно-группового анализа можно судить лишь об относительном содержании отдельных структурных элементов, но не о количестве каждой группы углеводородов в исследуемой фракции.

В результате структурно-группового анализа можно определить число колец (общее, ареновых и циклоалкановых) в «средней» молекуле, отвечающей средней молярной массе исследуемого образца; определить распределение углерода, т. е. найти долю атомов углерода (%), содержащихся в ароматических ($C_{ар}$), нафтеновых кольцах ($C_{н}$) и парафиновых цепях ($C_{п}$); найти массовое содержание (%) структурных групп (всех колец, ареновых и циклоалкановых колец, алкильных заместителей). При определении $C_{ар}$, $C_{н}$, $C_{п}$ их сумма должна составлять 100. Число ароматических и нафтеновых колец в средней молекуле выражает степень цикличности нефтяной фракции.

Содержание колец и распределение углерода по отдельным структурным фрагментам «средней» молекулы вычисляют, используя формулы или номограммы на основании экспериментально определенных значений физических величин: показателя преломления, плотности и молярной массы исследуемого образца. Установлено существование линейной зависимости между указанными физическими величинами и составом фракций. Недостатком метода n–ρ–M является допущение, что все кольца в среднем содержат шесть атомов углерода. Воспроизводимость

метода n–ρ–M при определении распределения углерода составляет 1,5 %, числа колец – 0,1 ед.

3. МЕТОДИКИ ВЫПОЛНЕНИЯ ЛАБОРАТОРНЫХ РАБОТ

3.1. Определение плотности нефти и нефтепродуктов

3.1.1. Пикнометрический метод определения плотности

В работе проводят практическое определение плотности образца нефти или нефтепродукта при данной температуре t и приводят ее к заданной температуре.

Реактивы

1. Образец нефти или нефтепродукта.
2. Дистиллированная вода.

Оборудование и посуда

1. Пикнометр на 5 мл.
2. Пипетки на 5 мл.
3. Термометр.
4. Аналитические весы.

Ход работы

Перед определением плотности образца необходимо установить истинный объем пикнометра. Для этого хорошо высушенный пикнометр взвешивают на аналитических весах с точностью до ±0,0002 г. Затем пикнометр при помощи пипетки заполняют немного выше метки дистиллированной водой и выдерживают при температуре t в течение 30 мин.

После этого полосками фильтровальной бумаги удаляют избыток воды из горлышка пикнометра, доводя ее уровень до метки. Пикнометр выдерживают еще 10 мин и, если уровень жидкости не изменится, вытирают снаружи досуха и взвешивают на аналитических весах. Истинный объем пикнометра ($V_п$) определяют по формуле

$$V_п = (m_2 - m_1)/\ \rho_в^t\,, \qquad (3.1)$$

где m_1 – масса незаполненного пикнометра, г; m_2 – масса пикнометра с водой, г; $\rho_в^t$ – плотность воды при температуре определения, г/см^3 (по табл. 2 приложения).

После определения истинного объема пикнометра из него удаляют воду, высушивают, взвешивают и заполняют нефтепродуктом или нефтью (по заданию преподавателя). При заполнении необходимо следить, чтобы в жидкости не оставалось пузырьков воздуха (это особенно важно при работе с вязкими продуктами). При определении плотности вязких веществ их перед заполнением слегка подогревают.

После заполнения пикнометр выдерживается при температуре определения t в течение 30 мин. Затем полосками фильтровальной бумаги удаляют избыток образца из горлышка пикнометра, доводя его уровень до метки. После этого пикнометр выдерживают еще 10 мин и, если уровень жидкости не изменится, взвешивают на аналитических весах и определяют массу нефтепродукта в пикнометре. Плотность нефтепродукта рассчитывается по формуле

$$\rho^t = \frac{m_3 - m_1}{V_п}, \qquad (3.2)$$

где m_3 – масса пикнометра с нефтепродуктом, г.

Для приведения этой плотности к стандартной плотности при 20 °С полученное значение пересчитывают по формуле (2.2), используя поправочные коэффициенты α (табл. 1 приложения).

3.1.2. Расчетный метод определения плотности при температуре отличной от 20 °С

В работе расчетным путем определяют плотность образца нефти или нефтепродукта при данной температуре t с использованием значения плотности при 20 °С.

Реактивы

1. Образец нефти или нефтепродукта.

Оборудование и посуда

1. Термометр.

Ход работы

Для определения плотности нефтепродукта при температуре *t*, необходимо:

– найти по паспортным данным плотность нефтепродукта при 20 °С;

– измерить термометром температуру нефтепродукта *t*;

– определить разность между 20 °С и температурой нефтепродукта *t*;

– по графе температурной поправки в табл. 1 приложения найти поправку на 1 °С, соответствующую плотности данного продукта при 20 °С;

– умножить температурную поправку плотности (α) на разность температур между измеренной температурой образца (*t*) и 20 °С;

– полученное произведение вычесть из значения плотности при 20 °С, если температура нефтепродукта *t* выше 20 °С, или прибавить это произведение, если температура продукта ниже 20 °С.

Примеры расчета плотности нефтепродуктов при температуре отличной от 20 °С приведены в приложении.

Также рассчитать плотность образца при температуре *t* по формуле (2.3) и сравнить полученные результаты.

3.2. Определение средней молярной массы нефтепродуктов

В работе расчетным путем определяют среднюю молярную массу образца нефти или нефтепродукта, используя полученную экспериментально температуру 50 % отгона фракции нефтепродукта.

Реактивы

1. Образец нефти или нефтепродукта.

Оборудование и посуда

1. Колба Вюрца.
2. Металлический кожух для колбы Вюрца.
3. Металлический прямой холодильник.

4. Алонж.
5. Мерный цилиндр.
6. Термометр на 200 °С.
7. Кипелки.
8. Электронагревательный прибор с тепловой мощностью от 0 до 1000 Вт.

Ход работы

Для определения температуры 50 % отгона фракции нефтепродукта собирают установку для перегонки, представленную на рис. 1. Перегонную колбу 1 помещают в металлический кожух 2. В качестве приемника используют мерный цилиндр 8. Отбирают 30 мл нефтепродукта и переносят по возможности полностью в колбу для перегонки 1. В колбу помещают кипелки. Устанавливают термометр 4 так, чтобы верхняя граница ртутного шарика находилась на уровне нижнего края отверстия отводной трубки.

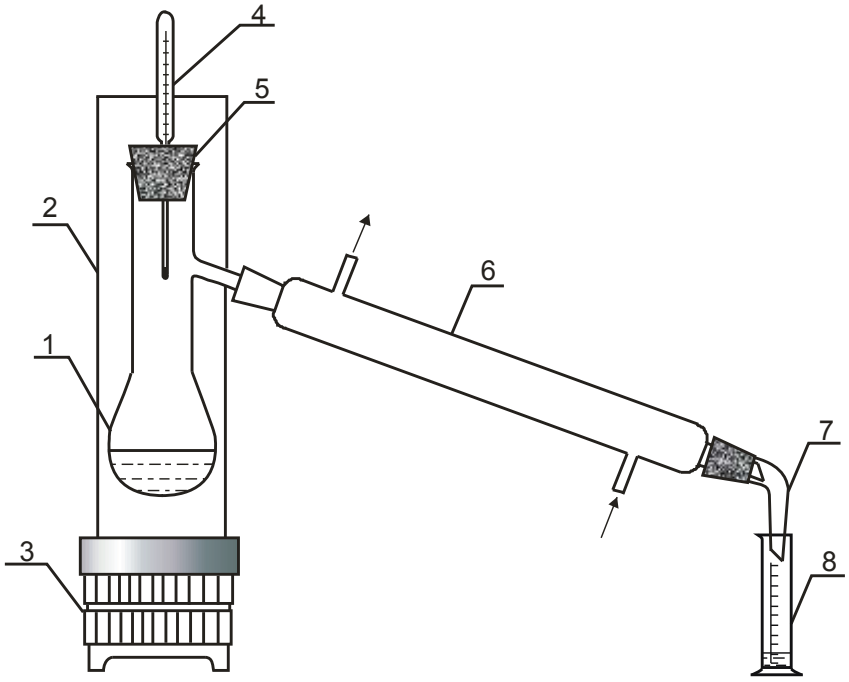

Рис. 1. Установка для определения температуры отгона 50 % фракции нефтепродукта:
1 – колба Вюрца; 2 – кожух; 3 – электронагревательный прибор; 4 – термометр; 5 – пробка; 6 – холодильник; 7 – алонж; 8 – мерный цилиндр

Нагревательный прибор 3 устанавливают и включают только после того, как установка для перегонки полностью собрана и проверено плотное соединение шлифов, наличие кипелок и приемника. Регулируют нагрев так, чтобы период времени между началом нагрева и температурой начала кипения составлял около 10 мин, и скорость перегонки была постоянной (1 капля в 2–3 секунды). Если перегонка не удовлетворяет заданным требованиям, то ее следует повторить.

В процессе проведения испытания, когда количество дистиллята в мерном цилиндре составит 15 мл, фиксируют температуру 50 % перегонки фракции нефтепродукта ($T_{ср.м}$).

После окончания перегонки дают колбе остыть и разбирают установку.

Полученное значение $T_{ср.м}$ подставляют в формулу (2.6) и находят среднюю молярную массу нефтепродукта.

Затем, определив плотность образца, вычисляют характеризующий фактор по формуле (2.5) и уточняют значение молярной массы по формуле (2.7).

3.3. Определение показателя преломления нефтепродуктов

В работе проводят определение показателя преломления предельного углеводорода нормального строения (*н*-гептан), ароматического углеводорода (толуол) и нескольких образцов нефтепродуктов (по заданию преподавателя) на рефрактометре типа Аббе марки РПЛ-3.

Реактивы

1. *н*-Гептан.
2. Толуол.
3. Образцы нефтепродуктов.
4. Дистиллированная вода.
5. Этиловый спирт.

Оборудование и посуда

1. Рефрактометр типа РПЛ-3.
2. Стеклянная палочка.
3. Фильтровальная бумага.

Ход работы

Принцип действия рефрактометра РПЛ-3 основан на явлении полного внутреннего отражения при прохождении светом границы раздела двух сред с разными показателями преломления. Пределы измерения показателя преломления данного прибора 1,3000–1,5100. В верхней и нижней камерах прибора находятся осветительная и измерительные призмы. Нижняя камера жестко крепится на корпусе, а верхняя шарнирно соединена с нижней камерой.

Исследуемый образец (1–2 капли) оплавленным концом стеклянной палочки наносят на измерительную призму и плотно закрывают верхнюю камеру. На осветительную призму от источника света направляют световой поток. Свет рассеивается, проходит через тонкий слой исследуемого образца и преломляется на плоскости измерительной призмы.

На передней крышке корпуса находится рукоятка, на которой закреплен окуляр. В окуляр направляется выходной поток света из призм. Там же просматривается граничная линия, разделяющая темное и светлое поля (граница светотени), шкала с показателями преломления и визирная линия (три штриха, параллельные границе раздела). Перемещая окуляр рукояткой, границу светотени совмещают с визирной линией и по шкале прибора отсчитывают показатель преломления образца.

На одной оси с рукояткой находится дисперсионный лимб, с помощью которого получают более четкую границу светотени, если в окуляре наблюдается окрашивание поля зрения из-за разложения белого луча на составные части спектра. Настройка на резкость визирной линии и делений шкалы осуществляется вращением кольца диоптрийной наводки окуляра.

Перед началом измерений на рефрактометре необходимо проверить нуль прибора. Проверку проводят по дистиллированной воде, показатель преломления которой составляет 1,333 при 20 °С. Требуемая температура поддерживается с помощью воды, подаваемой из термостата через штуцер, резиновые трубки и каналы верхней и нижней камер. При необходимости с помощью винта и специального ключа, прилагаемого к рефрактометру,

совмещается граница светотени с делением показателя преломления воды и визирной линией.

После каждого измерения, с внутренних поверхностей верхней и нижней камер рефрактометра фильтровальной бумагой удаляют остатки образца. Затем поверхности призм промывают последовательно дистиллированной водой, этиловым спиртом и досуха протирают фильтровальной бумагой.

По формуле (2.10) определяют показатель преломления образца при температуре 20 ºС и сравнивают полученные значения для *н*-гептана и толуола со справочными величинами.

Результаты измерений оформляют в виде таблицы:

Показатель преломления	Испытуемый образец				
	н-Гептан	Уайт-спирит (Фракция I)	Бензин (Фракция II)	Дизельное топливо (Фракция III)	Толуол
n_D^t					
n_D^{20}					

По результатам работы сделать вывод о том, как влияет химический состав образца на значение показателя преломления.

3.4. Определение вязкости нефти и нефтепродуктов

3.4.1. Определение кинематической вязкости нефти и нефтепродуктов

В работе определяют кинематическую вязкость с помощью капиллярного вискозиметра. Определение основано на измерении времени истечения определенного объема испытуемой жидкости под влиянием силы тяжести при постоянной температуре. Для определения вязкости выбирают вискозиметр с таким диаметром капилляра, чтобы время истечения нефтепродукта при температуре опыта было в пределах от 200 до 360 секунд.

Реактивы

1. Образец нефти и нефтепродукта.

Оборудование и посуда

1. Капиллярный вискозиметр.
2. Термостатируемый стакан.
3. Термометр.
4. Резиновая груша.
5. Секундомер.

Ход работы

Капиллярный вискозиметр (рис. 2) представляет собой U-образную трубку, в одно колено которой впаян капилляр и имеются два расширения, а другое колено имеет расширение внизу и отводную трубку.

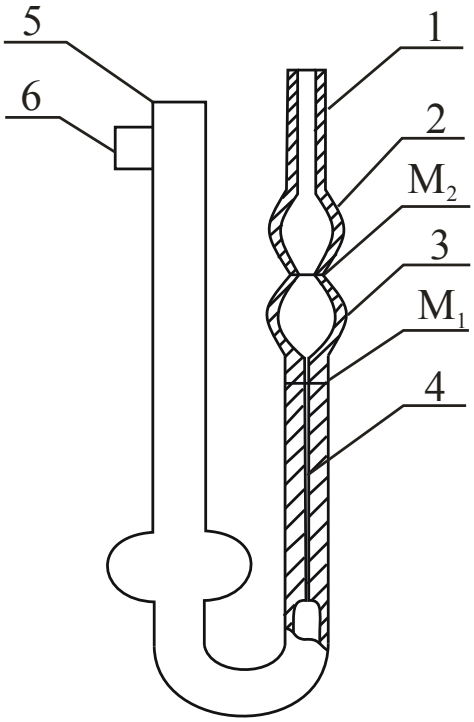

Рис. 2. Капиллярный вискозиметр:
1 – колено с капилляром; 2, 3 – расширения; 4 – капилляр;
5 – колено с расширением; 6 – отводная трубка; M_1, M_2 – метки

На отводную трубку 6 надевают резиновый шланг, зажимают колено 5 пальцем и, опустив колено 1 в исследуемую жидкость, с помощью груши засасывают ее до метки M_1 так, чтобы не образовалось разрывов и пузырьков воздуха. Перевернув вискозиметр в нормальное положение, удаляют остатки жидкости с

колена 1 вискозиметра, помещают его в термостатируемый стакан и выдерживают при заданной температуре (20 °С) не менее 20 мин. После этого, надев на колено 1 резиновую трубку, засасывают жидкость примерно до одной трети расширения 2. Сообщают колено 1 с атмосферой и определяют время опускания мениска жидкости от отметки M_2 до M_1. Испытание проводят не менее трех раз. Рассчитывают среднее арифметическое значение времени истечения и вычисляют кинематическую вязкость по формуле

$$\nu = \tau \cdot K, \qquad (3.4)$$

где ν – кинематическая вязкость жидкости, мм^2/с; τ – время истечения жидкости, с; K – постоянная данного вискозиметра, указанная в паспорте, мм^2/с^2 (K = 0,009771 мм^2/с^2).

В случае, если постоянная вискозиметра (K) не известна, следует провести его калибровку согласно ГОСТ 33–2000.

3.4.2 Определение динамической вязкости нефти и нефтепродуктов

В работе динамическую вязкость определяют расчетным методом, используя значение кинематической вязкости (п. 3.4.1), и с помощью вискозиметра Гепплера с падающим шаром. Измерение вязкости вискозиметром Гепплера основано на определении скорости равномерного падения шара в исследуемой среде.

Реактивы

1. Образец нефтепродукта.

Оборудование и посуда

1. Вискозиметр Гепплера тип ВН2 с набором шариков.
2. Термометр.
3. Секундомер.

Ход работы

Динамическую вязкость (η) нефтепродукта вычисляют по формуле (2.11), предварительно определив его плотность.

Для определения динамической вязкости исследуемой жидкости чистый сухой вискозиметр заполняют исследуемым образцом следующим образом. Нижнюю часть внутренней трубки вискозиметра закрывают металлической пробкой с уплотнительным кольцом и завинчивают крышку. Образец в трубку наливают так, чтобы уровень был ниже краев трубки на 2 см. Опускают шар, трубку закрывают полой пробкой с капилляром, пробкой и уплотнительным кольцом и завинчивают крышку. Если под шаром образуются воздушные пузыри, то шар нужно продвинуть вниз при снятой крышке. Жидкости с динамической вязкостью более 1000 мПа·с рекомендуется перед заполнением трубки нагреть до температуры 40–50 °С. Если и в этом случае образуются пузыри, то их удаляют путем легкого постукивания по верхней крышке.

Вискозиметр устанавливают горизонтально по уровню с помощью трех винтов, расположенных на штативе. Термостат вискозиметра заполняют водой, устанавливают термометр с гильзой и включают в сеть. Исследуемую жидкость выдерживают при температуре 20 °С в течение 30 мин. Затем вынимают термометр, а отверстие плотно закрывают резиновой пробкой.

Для измерения времени движения шара корпус вискозиметра поворачивают на 180° относительно его оси, освободив винт на штативе. Вискозиметр возвращают в исходное положение, когда шар опустится на пробку с капилляром, и закрепляют винтом. Включают секундомер, когда нижняя часть шара коснется верхней метки, и останавливают его, когда шар достигнет нижней метки. Время движения шара измеряют не менее четырех раз. Затем вискозиметр промывают и сушат.

Из полученных результатов вычисляют среднее арифметическое значение. Разность между наименьшим и наибольшим значением времени движения шара не должна превышать 0,35 % среднего арифметического значения. Динамическую вязкость вычисляют по формуле (мПа·с)

$$\eta = (\rho_1 - \rho_2) \cdot \tau \cdot K, \qquad (3.5)$$

где ρ_1 – плотность шара, г/см^3; ρ_2 – плотность исследуемого образца, г/см^3; τ – время падения шара, с; K – постоянная для шара, (мПа·с)/г.

Плотность и K для каждого шара приведены в табл. 3 приложения.

3.5. Определение поверхностного натяжения нефти и нефтепродуктов

Реактивы

1. Образец нефти и нефтепродукта.
2. Этиловый спирт.
3. Дистиллированная вода.

Оборудование и посуда

1. Термометр.
2. Фильтровальная бумага.
3. Пикнометр.
4. Пипетка на 5 мл.

Ход работы

Сначала необходимо определить плотность нефти и нефтепродукта (работа 3.1), а затем расчетным способом найти поверхностное натяжение, используя формулы (2.15) и (2.16).

Сделать вывод о том, как и почему отличаются значения поверхностного натяжения нефти и нефтепродукта.

3.6. Определение структурно-группового состава нефтепродуктов методом *n*–ρ–*M*

Метод *n*–ρ–*M* предназначен для исследования природных нефтяных фракций и синтетических масел, кипящих выше 150 °С и имеющих относительную молекулярную массу не ниже 194.

Реактивы

1. Образцы нефтепродуктов (дизельное топливо, уайт-спирит, фракции нефтепродуктов, кипящие выше 150 °С).
2. Дистиллированная вода.

3. Этиловый спирт.

Оборудование и посуда

1. Рефрактометр РПЛ-3.
2. Стеклянная палочка.
3. Фильтровальная бумага.
4. Пикнометр.
5. Пипетка на 5 мл.
6. Тканевая салфетка.

Ход работы

Для расчета структурно-группового состава фракций по методу *n*–ρ–*M* необходимо экспериментально определить следующие физические константы нефтепродукта:

– показатель преломления с точностью до ±0,0002 на рефрактометре при 20 °С;

– молярную массу с погрешностью ±3% по формуле (2.7).

Плотность (г/см^3) и содержание в исследуемом продукте серы (% масс.) принять по табл. 4 приложения. Для бензиновой фракции, кипящей при температуре выше 150 °С, принимаем содержание серы равное содержанию серы в исходном бензине, а плотность определяем пикнометрическим методом (п. 3.1.1).

Обработка результатов. Распределение углерода и содержание колец вычисляют по приведенным ниже формулам.

Для упрощения расчета сначала вычисляют значения факторов *V*, *W*, а затем в зависимости от их значения применяют ту или иную формулу для расчета распределения углерода по структурам и содержания колец.

Для жидких продуктов

$$V = 2{,}51(n - 1{,}4750) - (\rho - 0{,}8510);$$

$$W = (\rho - 0{,}8510) - 1{,}11(n - 1{,}4750),$$

где $n_D^{20} = 1{,}4750; \rho_4^{20} = 0{,}8510$ – показатель преломления и плотность для предельного гипотетического алкана с цепью бесконечной длины, находящегося в жидком состоянии при 20 °С.

Далее массовую долю углерода в ареновых кольцах ($C_{ар}$, %), вычисляют по формулам

при $V > 0$ $C_{ар} = 430V + 3660/M$;

при $V < 0$ $C_{ар} = 670V + 3660/M$.

Содержание углерода в кольчатых структурах ($C_к$, %) вычисляют по формулам

при $W > 0$ $C_к = 820W - 3S + 10000/M$;

при $W < 0$ $C_к = 1440W - 3S + 10600/M$.

где S – массовая доля серы в исследуемой фракции, %.

Массовую долю углерода в циклоалкановых структурах ($C_н$, %) находят по разности

$$C_н = C_к - C_{ар}.$$

Массовую долю углерода в алкильных заместителях ($C_{алк}$, %) также находят по разности

$$C_{алк} = 100 - C_к.$$

Содержание колец в «средней» молекуле фракции рассчитывают по приведенным ниже формулам.

Число ареновых колец $K_{ар}$

при $V > 0$ $K_{ар} = 0{,}44 + 0{,}05MV$;

при $V < 0$ $K_{ар} = 0{,}44 + 0{,}08MV$.

Общее число колец $K_{об}$

при $W > 0$ $K_{об} = 1{,}33 + 0{,}146M(W - 0{,}005S)$;

при $W < 0$ $K_{об} = 1{,}33 + 0{,}180M(W - 0{,}005S)$.

Число циклоалкановых колец $K_н$

$$K_н = K_{об} - K_{ар.}$$

Результаты расчета структурно-группового состава оформляются в виде табл. 3.

Таблица 3

Структурно-групповой состав нефтяной фракции по методу *n*–ρ–*M*

Исследуемый образец	ρ_4^{20}	n_D^{20}	*M*, кг/моль	Массовая доля углерода, %			Среднее число колец в молекуле		
				$C_{ар}$	$C_н$	$C_к$	$K_{ар}$	$K_н$	$K_{об}$

4. ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ ОТЧЕТА

Отчеты по выполнению лабораторных работ оформляют в лабораторном журнале (тетрадь 18 листов). Лабораторный журнал заполняется каждым студентом и содержит учетный лист по прилагаемой ниже форме.

Форма учетного листа

№	Наименование лабораторной работы	Допуск к работе	Сдача отчета	Защита работы
1				
2				

Отчет оформляется по следующей форме.

Наименование лабораторной работы

1. Основной принцип метода.
2. Главные этапы работы (перечисляются основные этапы работы с указанием условий проведения процесса, таких как температура, продолжительность, приводятся схемы установок и т. д.).
3. Меры по технике безопасности при выполнении работы.

После получения допуска к лабораторной работе и соответствующей отметки в учетном листе студент приступает к ее выполнению. После выполнения экспериментальной части студент завершает оформление отчета по схеме:

4. Описание хода работы (подробное описание операций, наблюдения, объяснения).
5. Обработка результатов работы, выполнение расчетов.
6. Выводы по полученным результатам.

5. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ

При выполнении лабораторных работ следует соблюдать общие правила работы в химической лаборатории. Особое внимание уделить следующим моментам:

- в лаборатории работают с легковоспламеняющимися, горючими и токсичными жидкостями, поэтому главной опасно-

стью при выполнении лабораторных работ является пожарная опасность, а также возможность отравления парами токсичных веществ или попадание их в пищевой тракт;

- при работе запрещается применять открытое пламя или другой источник возможного воспламенения. Сжигание образцов топлив при их анализе допускается только в приготовленном для этой цели вытяжном шкафу, из которого предварительно удалены все склянки с нефтепродуктами;
- для работы следует брать нефтепродукты в количестве не большем, чем указано в методических указаниях;
- подготовку проб к испытанию нужно проводить до включения нагревательных приборов;
- при сильном запахе бензина или другого легковоспламеняющегося продукта следует прекратить все работы и помещение лаборатории тщательно проветрить.

6. КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Какие физико-химические свойства нефти используют при ее химической и технологической характеристике?
2. В чем отличие между абсолютной и относительной плотностями?
3. Для чего необходимо знать величину плотности нефти и нефтепродуктов?
4. Как изменяется плотность различных групп углеводородов?
5. Приведите зависимость плотности нефти и нефтепродуктов от температуры?
6. Как определить плотность нефтепродукта при температуре отличной от 20 °С?
7. Назовите методы определения относительной плотности нефти и нефтепродуктов?
8. Что такое характеризующий фактор? Что можно сказать о групповом составе нефтепродуктов на основании значений этого фактора?
9. Для чего необходимо знать молярную массу нефти и нефтепродуктов?

10. Какие существуют методы определения молярной массы нефти и нефтепродуктов?
11. Как рассчитать молярную массу смеси нефтяных фракций?
12. Что характеризует величина показателя преломления нефтепродуктов?
13. Что такое показатель преломления и как его определяют?
14. Как изменяется показатель преломления различных групп углеводородов?
15. Как изменяется величина показателя преломления с повышением молярной массы и температуры кипения нефтяных фракций?
16. Как определить показатель преломления вещества при температуре 32 °С?
17. В чем суть метода анализа нефтяных фракций n – ρ – M?
18. Что называется динамической вязкостью? В каких единицах она измеряется?
19. Что такое кинематическая вязкость? В каких единицах она измеряется?
20. Что называется условной вязкостью?
21. Как экспериментально определяется вязкость нефти и нефтепродуктов?
22. Как влияет на значение вязкости химический состав фракции?
23. Что такое индекс вязкости?
24. Как влияет на вязкость температура и внешнее давление среды?
25. Что такое поверхностное натяжение нефти и нефтепродуктов?
26. Назовите ПАВ нефти. Как влияет содержание этих веществ на поверхностное натяжение?
27. Как изменяется поверхностное натяжение с изменением температуры и давления?
28. Как влияет на поверхностное натяжение химический состав нефти и нефтяных фракций?

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Рябов, В. Д. Химия нефти и газа : учеб. пособие для студентов вузов, обучающихся по направлению подготовки дипломир. специалистов 130500 «Нефтегазовое дело». – Москва : Форум, 2012. – 336 с. – ISBN 978-5-8199-0567-8. – Текст : непосредственный.
2. Шарифуллин, А. В. Анализ качества нефти, нефтепродуктов и метрологическая оценка средств измерений / А. В. Шарифуллин, Н. А. Терентьева. Казань : Казанский национальный исследовательский технологический университет, 2010. – 141 с. – ISBN 978-5-7882-0964-7. – URL: https://e.lanbook.com/book/13262 (дата обращения: 15.11.2020). – Текст : электронный.
3. Дияров, И. Н. Химия нефти: руководство к практическим и лабораторным занятиям / И. Н. Дияров, Р. Ф. Хамидуллин, Н. Л. Солодова. – Казань : Казанский национальный исследовательский технологический университет, 2013. – 464 с. – ISBN 978-5-7882-1430-6. – URL: https://e.lanbook.com/book/73485 (дата обращения: 15.11.2020). – Текст : электронный.
4. Капустин, В. М. Технология переработки нефти : в 4 ч. Ч. 1. Первичная переработка нефти : учеб. пособие для студентов вузов, обучающихся по специальности «Хим. технология природных энергоносителей и углеродных материалов» напр. подготовки дипломир. специалистов «Хим. технология органических веществ и топлива». – Москва : КолосС, 2012. – 456 с. – ISBN 978-5-9532-0825-3. –Текст : непосредственный.

Приложение

Таблица 1

Температурные поправки плотности нефтепродуктов

Плотность при 20 °С	Поправка на 1 °С (α)	Плотность при 20 °С	Поправка на 1 °С (α)
0,6500–0,6590	0,000962	0,8300–0,8399	0,000725
0,6600–0,6690	0,000949	0,8400–0,8499	0,000712
0,6700–0,6790	0,000936	0,8500–0,8599	0,000699
0,6800–0,6890	0,000925	0,8600–0,8699	0,000686
0,6900–0,6999	0,000910	0,8700–0,8799	0,000673
0,7000–0,7099	0,000897	0,8800–0,8899	0,000660
0,7100–0,7199	0,000884	0,8900–0,8999	0,000647
0,7200–0,7299	0,000870	0,9000–0,9099	0,000633
0,7300–0,7399	0,000857	0,9100–0,9199	0,000620
0,7400–0,7499	0,000844	0,9200–0,9299	0,000607
0,7500–0,7599	0,000831	0,9300–0,9399	0,000594
0,7600–0,7699	0,000818	0,9400–0,9499	0,000581
0,7700–0,7799	0,000805	0,9500–0,9599	0,000567
0,7800–0,7899	0,000792	0,9600–0,9699	0,000554
0,7900–0,7999	0,000778	0,9700–0,9799	0,000541
0,8000–0,8099	0,000765	0,9800–0,9899	0,000528
0,8100–0,8199	0,000752	0,9900–1,0000	0,000515
0,8200–0,8299	0,000738		

Таблица 2

Плотность воды при различных температурах

t, °С	ρ, г/см^3	*t*, °С	ρ, г/см^3	*t*, °С	ρ, г/см^3
0	0,99984	16	0,99894	27	0,99651
2	0,99994	17	0,99877	28	0,99623
4	0,99999	18	0,99860	29	0,99594
6	0,99994	19	0,99840	30	0,99565
8	0,99985	20	0,99820	31	0,99534
10	0,99970	21	0,99799	32	0,99503
11	0,99960	22	0,99777	33	0,99470
12	0,99950	23	0,99754	34	0,99437
13	0,99937	24	0,99730	35	0,99403
14	0,99924	25	0,99704	36	0,99369
15	0,99909	26	0,99678	37	0,99333

Примеры расчета плотности нефтепродуктов при температуре отличной от 20 °С

Пример 1. Плотность нефтепродукта при 20 °С по данным паспорта 0,8240 г/см^3. Определить по таблице плотность нефтепродукта при температуре 23 °С.

Расчет.

Разность температур 23 °С – 20 °С = 3 °С.

Температурная поправка на 1 °С по табл. 1 для плотности 0,8240 составляет 0,000738.

Температурная поправка на 3 °С равна

0,000738 × 3 = 0,002214, или округленно 0,0022.

Искомая плотность нефтепродукта при температуре 23 °С (поправку нужно вычесть, так как температура нефтепродукта выше 20 °С) равна 0,8240 – 0,0022 = 0,8218, или округленно 0,8220.

Пример 2. Плотность нефтепродукта при 20 °С по данным паспорта 0,7520 г/см^3. Определить плотность нефтепродукта при температуре –12 °С.

Расчет.

Разность температур 20 °С – (–12 °С) = 32 °С.

Температурная поправка на 1 °С по табл. 1 для плотности 0,7520 составляет 0,000831.

Температурная поправка на 32 °С равна

0,000831 × 32 = 0,026592, или округленно 0,0266;

Искомая плотность нефтепродукта при температуре –12 °С (поправку нужно прибавить, так как температура нефтепродукта ниже 20 °С) равна 0,7520 + 0,0266 = 0,7786, или округленно 0,7785.

Таблица 3

Характеристики вискозиметра Гепплера тип ВН2

№ шара	Диаметр шара, мм	Масса шара, г	Плотность шара (ρ_1), г/см^3	*K*	Диапазон измеряемой вязкости, мПа·с
1	15,8031	4,6133	2,232	0,0089121	0,6 ÷ 5
2	15,6346	4,4673	2,232	0,071127	3 ÷ 30
3	15,562	16,0540	8,136	0,12055	25 ÷ 250
4	14,996	14,3933	8,151	1,2061	200 ÷ 2500
5	13,546	10,0291	7,706	10,03	2000 ÷ 25000
6	10,000	4,0910	7,810	40,5	> 7500
Расстояние между отметками измерительной трубки, мм					100
Внутренний диаметр измерительной трубки, мм					15,938

Таблица 4

Показатели нефтепродуктов для определения структурно-группового состава методом *n*–ρ–*M*

Испытуемый образец	Плотность (ρ^{20}), г/см^3	Содержание серы, % (масс.)	Температура перегонки 50 % топлива, °С
Уайт-спирит	0,790	0,025	180
Дизельное топливо	0,860	0,200	280
Дизельное топливо (ЕВРО)	0,834	0,035	250
Бензин газовый стабильный	0,709	0,100	120
Бензин автомобильный (АИ-92)	0,750	0,100	115
Реактивное топливо (марка ТС-1)	0,795	0,100	185

Составители
Галина Глебовна Боркина
Татьяна Сергеевна Котельникова

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИХ СТРУКТУРНО-ГРУППОВОГО СОСТАВА

Методические указания к выполнению лабораторных работ
по дисциплине «**Основы нефтепереработки и нефтехимии**»
для обучающихся направления подготовки
18.03.01 Химическая технология, направленность (профиль)
Химическая технология органических веществ

Печатается в авторской редакции

Подписано в печать 15.02.2021. Формат 60×84/16
Бумага офсетная. Отпечатано на ризографе
Уч.-изд. л. 1,8. Тираж 14 экз. Заказ
Кузбасский государственный технический университет
имени Т. Ф. Горбачева. 650000, Кемерово, ул. Весенняя, 28
Издательский центр Кузбасского государственного технического
университета имени Т. Ф. Горбачева. 650000, Кемерово, ул. Д. Бедного, 4а