

**Казанский (Приволжский) Федеральный Университет.
Кафедра технологии нефти, газа и углеродных материалов
Kazan Federal University.**

Department of oil & gas technology and carbon materials

**Расчетные методы определения физико-химических свойств и состава
нефтей и нефтепродуктов Неклюдовского месторождение
Calculation methods for determining the physico-chemical properties
and composition of oils and petroleum products Nicklaus deposit**

Араб Абдуллах Анмар Абдуллах, Arab Abdullah Anmar Abdullah ¹

Валиев Динар Зиннурович, Valiev Dinar Zinnurovich ²

Кемалов Руслан Алимович, Kemalov Ruslan Alimovich ³

магистрант группы 03-418 кафедры технологии нефти, газа и
углеродных материалов¹ старший преподаватель кафедры технологии нефти, газа и
углеродных материалов ²

кандидат технических наук, доцент кафедры технологии нефти, газа и
углеродных материалов³

УДК 502.7. Шифр научной специальности ВАК: 1.4.12. «Нефтехимия»

E-mail: ElinMFazlyeva@stud.kpfu.ru, valievdz@bk.ru

Аннотация: цель данной работы рассчитать физико-химические свойств и
нефти и нефтепродуктов по учебнику примеры и задачи по технологии переработки
нефтей и нефтепродуктов неклюдовского месторождение характеристические точки
кипения нефтяных фракций, характеристический фактор, плотность, молекулярная
масса, давление насыщенных паров, критические параметры и приведенные
константы, коэффициент сжимаемости, фугитивность, вязкость, тепловые свойства,
массовый, объемный и мольный состав.

Ключевые слова: нефть, фракция, фугитивность, сжимаемость, плотность,
мольный состав.

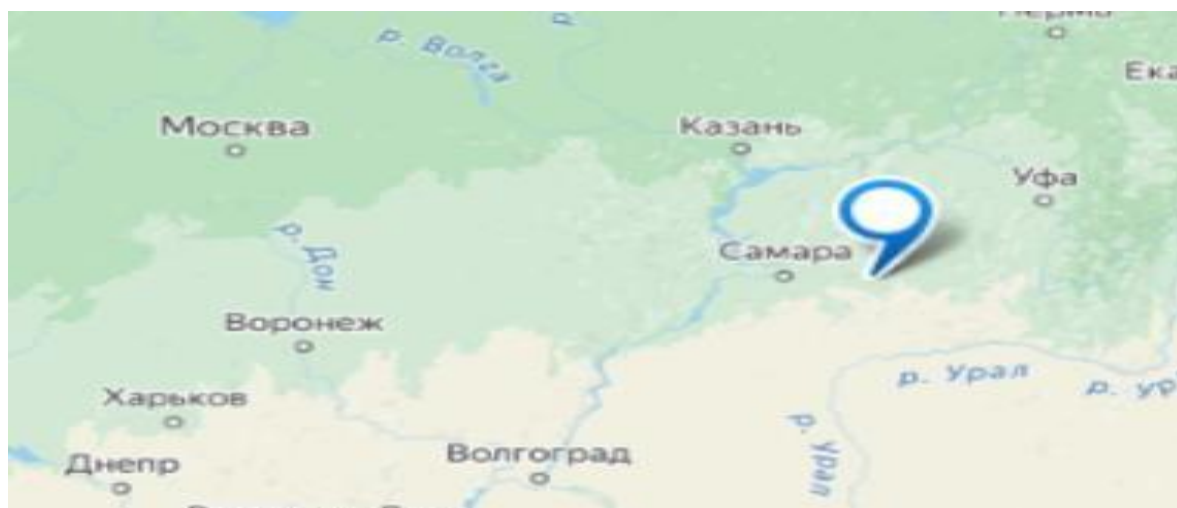
Abstract: the purpose of this work to calculate the physical and chemical properties
of oil and oil products according to the textbook examples and tasks on the technology of

refining oils and oil products of the neklyudovskoye field characteristic boiling points of oil fractions, characteristic factor, density, molecular weight, saturated vapor pressure, critical parameters and reduced constants, compressibility coefficient, fugacity, viscosity, thermal properties, mass, volume and molar composition

Key words: oil, fraction, fugacity, compressibility, density, molar composition.

Введение

Часть Неклюдовского месторождения (Подлесное, Комсомольское поднятия в пределах Самарской области) находится на территории "Национального парка "Бузулукский бор", являющегося особо охраняемой территорией федерального значения (приказ МПР РФ от 04.02.2008, распоряжение Правительства РФ № 2018 от 13.11.2010). Площадь месторождения относится к водоразделу рек Кутулук (левый приток р. Б.Кинель) и Боровка (правый приток р. Самара). В районе имеются необходимые водопроводы, линии связи с электропередач. Основные пути сообщения - сеть грунтовых дорог.



Часть Неклюдовского месторождения (подлесное, Комсомольское поднятия в пределах Самарской области) находится на территории "Национального парка "Бузулукский бор", являющегося особо охраняемой территорией федерального значения (приказ МПР РФ от 04.02.2008, распоряжение Правительства РФ № 2018 от 13.11.2010). Площадь месторождения относится к водоразделу рек Кутулук (левый приток р. Б.Кинель) и Боровка (правый приток р.

Самара). В районе имеются необходимые водопроводы, линии связи с электропередач. Основные пути сообщения - сеть грунтовых дорог make a Аннотация

Цель работы - изучение физико-химических свойства нефти состав нефти и нефтепродуктов.

средне - объемная температура кипения $t_{cp\text{ об}} := \frac{V1 \cdot t1 + V2 \cdot t2 + V3 \cdot t3 + V4 \cdot t4 + V5 \cdot t5 + V6 \cdot t6 + V7 \cdot t7 + V8 \cdot t8 + V9 \cdot t9 + V10 \cdot t10 + V11 \cdot t11}{V1 + V2 + V3 + V4 + V5 + V5 + V6 + V7 + V8 + V9 + V10 + V11} = 2.076$	
средне - массовая температура кипения $t_{cp\text{ масс}} := \frac{G1 \cdot t1 + G2 \cdot t2 + G3 \cdot t3 + G4 \cdot t4 + G5 \cdot t5 + G6 \cdot t6 + G7 \cdot t7 + G8 \cdot t8 + G9 \cdot t9 + G10 \cdot t10 + G11 \cdot t11}{G1 + G2 + G3 + G4 + G5 + G6 + G7 + G8 + G9 + G10 + G11} = 2.03$	
средне - массовая температура кипения $\frac{(G1 \cdot t1 + G2 \cdot t2 + G3 \cdot t3 + G4 \cdot t4 + G5 \cdot t5 + G6 \cdot t6 + G7 \cdot t7 + G8 \cdot t8 + G9 \cdot t9 + G10 \cdot t10 + G11 \cdot t11)}{11} = 6.247$	

Значение взяты с книги нефти СССР разгонка нефти по ГОСТ 2177-66

$$T_{cp\text{ об}} := \frac{(t1 + t2 + t3 + t4 + t5 + t6 + t7 + t8 + t9 + t10 + t11)}{11} = 2.036$$

$$\frac{(t11 - t1)}{V11 - V1} = 4.615$$

При отсутствии кривой объемной перегонки можно пользоваться кривой ИТК, приближенно оценивая $t_{cp\text{ об}}$ как температуру кипения фракции, равную температуре выкипания 50%. Для узких фракций $t_{cp\text{ об}}$, можно определить, как среднеарифметические точки кипения можно определить по графику Приложения

Одоптинское нефтяное месторождение Неклюдовская

V1 := 14%	t1 := 120%	G1 := 10.2%
V2 := 19%	t2 := 140%	G2 := 15.6%
V3 := 22%	t3 := 150%	G3 := 18%
V4 := 24%	t4 := 160%	G4 := 20.8%
V5 := 29%	t5 := 180%	G5 := 25.5%
V6 := 33%	t6 := 200%	G6 := 30.7%
V7 := 37%	t7 := 220%	G7 := 34.9%
V8 := 41%	t8 := 240%	G8 := 40%
V9 := 43%	t9 := 250%	G9 := 42.4%
V10 := 48%	t10 := 280%	G10 := 51.2%
V11 := 53%	t11 := 300%	G11 := 56.6%

срдне - объемная температура кипения

$$tcp_{об} := \frac{V1 \cdot t1 + V2 \cdot t2 + V3 \cdot t3 + V4 \cdot t4 + V5 \cdot t5 + V6 \cdot t6 + V7 \cdot t7 + V8 \cdot t8 + V9 \cdot t9 + V10 \cdot t10 + V11 \cdot t11}{V1 + V2 + V3 + V4 + V5 + V5 + V6 + V7 + V8 + V9 + V10 + V11} = 2.076$$

Среднее массовая температура кипения

G1 := 10.2%	G7 := 34.9%	t1 = 120	t6 = 200	t11 = 300
G2 := 15.6%	G8 := 40%	t2 = 140	t7 = 220	
G3 := 18%	G9 := 42.4%	t3 = 150	t8 = 240	
G4 := 20.8%	G10 := 51.2%	t4 = 160	t9 = 250	
G5 := 25.5%	G11 := 56.6%	t5 = 180	t10 = 280	
G6 := 30.7%				

срдне - массовая температура кипения

$$tcp_{об} = \frac{(G1 \cdot t1 + G2 \cdot t2 + G3 \cdot t3 + G4 \cdot t4 + G5 \cdot t5 + G6 \cdot t6 + G7 \cdot t7 + G8 \cdot t8 + G9 \cdot t9 + G10 \cdot t10 + G11 \cdot t11)}{11} = 0.721$$

Значения для решения T взяты с приложения 2

$$\begin{aligned}
 T_1 &:= 8 & T_2 &:= -10 & T_3 &:= -26 & T_4 &:= -41 & T_{\text{срмасс}} &:= \frac{T_{\text{срб}}}{T \cdot (1 \cdot 2 \cdot 3 \cdot 4)} = 0.085 \frac{1}{T} \\
 T_{\text{срмасс}} &:= \frac{T_{\text{срб}}}{T_1} = 0.255 & T_{\text{сруср}} &:= \frac{T_{\text{срб}}}{T_3} = -0.078 \\
 T_{\text{сркуб}} &:= \frac{T_{\text{срб}}}{T_2} = -0.204 & T_{\text{срмол}} &:= \frac{T_{\text{срб}}}{T_4} = -0.05
 \end{aligned}$$

2 Характеристический фактор K

Он определяет химическую природу нефтепродукта, его парафинистость. Определяется в зависимости от двух параметров – плотности и температуры кипения, величина которых зависит от состава нефтепродуктов.

Характеристический фактор

$$(d_4)^{20} := 0.8571 \quad K := \frac{(1.2251 \sqrt[3]{T_{\text{сруср}}})}{(d)^{20}}$$

K равный 10 и менее относится к ароматизированным нефтепродуктам
Плотность

$$\beta := 0.736 \quad n := 0.13 \quad t_{\text{ср}} := 70$$

$$(d_4)^{20} := \beta \cdot \left(\frac{t_{\text{ср}}}{100} \right)^n = 1 \quad d := 0.736 \left(\frac{70}{100} \right)^{0.13} = 0.703$$

По данному уравнению определили K, которая получилась 7,95. По полученным результатам, можно сделать вывод о том, что данная нефть является ароматизированной. Так как для парафинистых нефтепродуктов $K = 12,5 \div 13$, для

нефтенно – ароматических $K = 10 \div 11$, для ароматизированных $K = 10$ и менее, для крекинг – бензина $K = 11,5 \div 11,8$.

2.3 Плотность.

Плотность вещества (ρ) называется масса его в единице объема. Единицы измерения плотности: кг/м³, г/см³, кг/л, т/м³. В системе СИ кг/м³. В нефтепереработке при расчете физико-химических свойств нефтепродуктов принято пользоваться относительной плотностью, представляющей собой соотношение плотностей жидкого нефтепродукта и дистиллированной воды при определении температурах.

Относительную плотность узких фракций (10-20 градусных) можно определить по формуле:

$$d_4^{20} = \beta \left(\frac{t_{cp}}{100} \right)^n$$

Для нефтей парафинистых $\beta = 0,736$; $n = 0,13$

Для нефтей сернистых $\beta = 0,722$; $n = 0,159$.

По формуле мы определили $d_4^{20} - 0,703$

Часто для технологических расчетов необходимо пересчитывать плотность нефтепродукта от одной температуры к другой. С этой целью можно пользоваться формулой Д.И. Менделеева в интервале температур от 0 до 150°C. $d_4^t = d_4^{20} - (\alpha \cdot (t - 20))$ где d_4^{20} - относительная плотность нефтепродукта при 20°C; d_4^t - относительная плотность при заданной температуре; α – средняя температурнаяправка на один градус. Значение температурной правки представлены в Приложении 2. Для определения плотности жидких нефтепродуктов при высоких температурах можно пользоваться графиками, приведенными на Рисунок - 1 и в Приложении 3 и 4. соответствующей температуре, при которой определена эта плотность (точка В). Затем проводят линию, параллельную близлежащей наклонной кривой, до

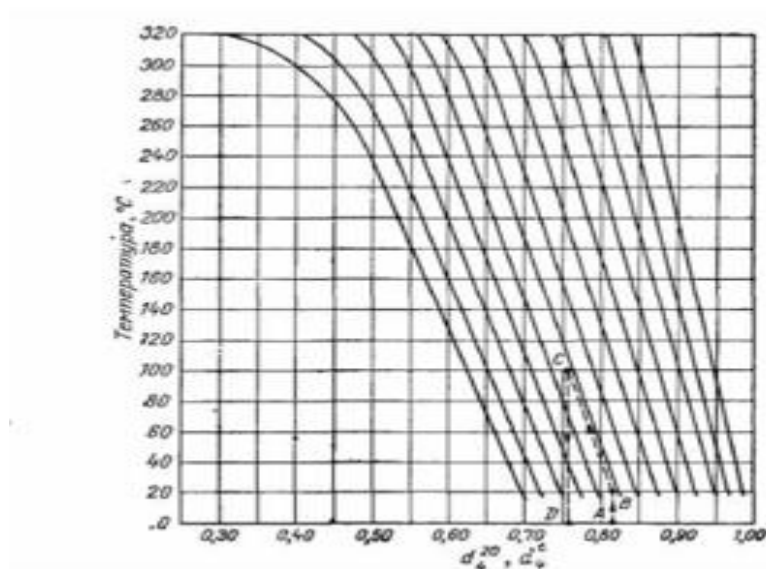


Рисунок - 1. График для определения относительной плотности жидких нефтепродуктов при температуре t (d_i) по известной их плотности $d_{z[20]}$.

Графики Приложений 3 и 4 применимы при давлении до 1,5 МПа. При большем давлении берется поправка (плотность под давлением минус плотность при атмосферном давлении) по графику Приложения 5.

Часто приходится пересчитывать d_{15} на d_{420} , а также d_{220} на d_{420} , и наоборот. Для этого используется уравнение:

$$d_4^{20} = d_{15} - 5\alpha$$

где α — средняя температурная поправка (см. Приложение 2).

$$d_4^{20} = d_{20} \times 0,9982$$

Плотность смеси нефтепродуктов можно определить с использованием следующего уравнения на основе известных массовых процентов компонентов:

$$\frac{100}{d_{CN}} = \sum \frac{x_i}{d_i^{20}}$$

где x_i представляет массовый процент каждого компонента.

По объемным процентам компонентов:

$$100 \cdot d_{CN} = \sum_{i=1}^n V_i \cdot d_4^{20}$$

По массам компонентов:

$$\frac{G}{d_{CN}} = \sum_{i=1}^n \frac{G_i}{d_4^{20}}$$

Относительная плотность газа определяется как отношение массы m газа, занимающего объем V при определенных температуре и давлении, к массе m_1 воздуха, занимающего тот же объем V при тех же температуре и давлении:

$$d = \frac{m}{m_1}$$

Если считать газ идеальным, то при $T=273,16$ К, $P=0,1$ МПа и $V=22,414$ мл масса m равна молекулярной массе M газа. В тех же условиях масса $22,414$ мл воздуха составляет $28,9$ г, откуда относительная плотность газа относительно воздуха равна:

$$d = \frac{M}{28,9} \quad (15)$$

Абсолютную плотность газов и паров (ρ , кг/м³) при нормальных условиях можно найти, зная массу M и объем 1 моль газа ($22,414$ л):

$$\rho = \frac{M}{22,4}$$

При абсолютной температуре Т и давлении П плотность газа может быть найдена по формуле $\rho = \frac{M}{22,4}$ температура в лабаротори" Т ми = 295 температура в лабаротории (Келвинах)

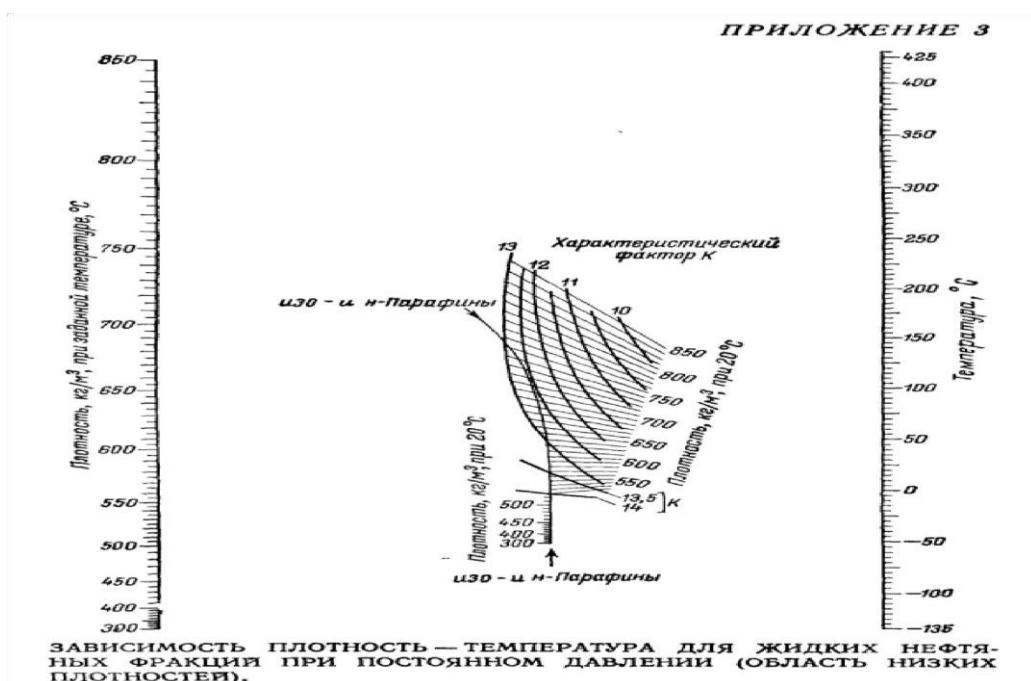
$$\rho_{Pr} := \rho \cdot \frac{273}{t + 273}$$

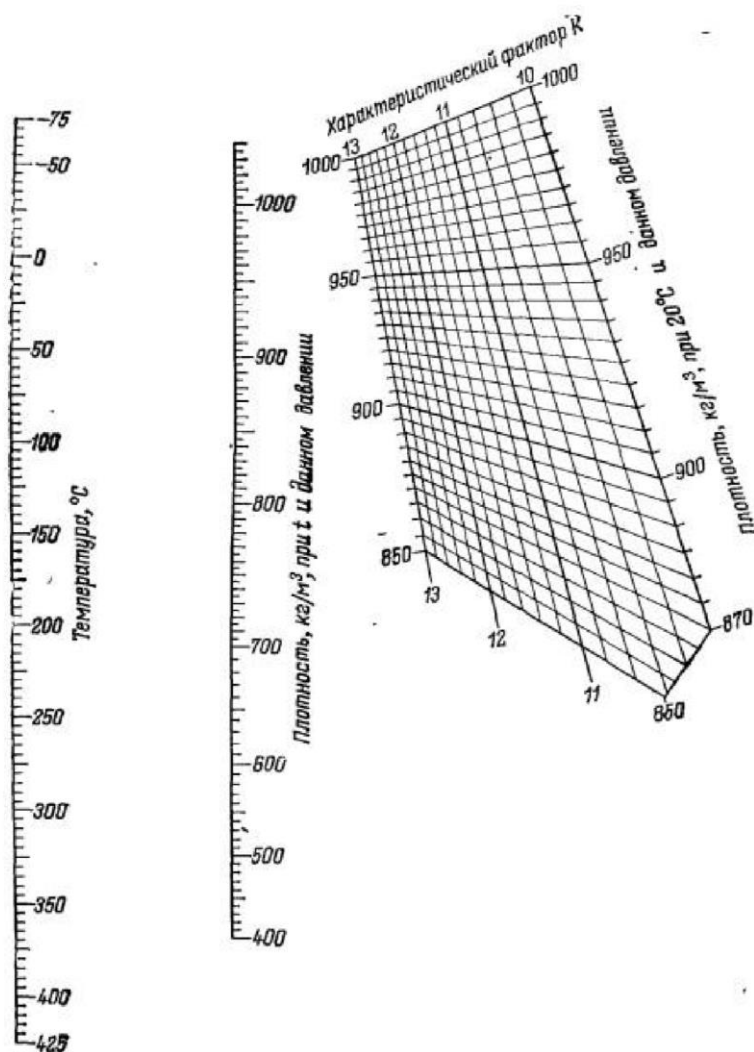
$$\rho_{Pr} := 1.277 \cdot \frac{273}{22 + 273} = 1.182$$

Молекулярную массу находим по формуле Б.М. Воинова, уточненной А.С. Эйгейнсоном с введением характеризующего фактора КК.

С введением характеризующего фактора формула принимает вид:

$$K_{XX} := 8.558$$





ЗАВИСИМОСТЬ ПЛОТНОСТЬ — ТЕМПЕРАТУРА ДЛЯ ЖИДКИХ НЕФТЯНЫХ ФРАКЦИИ ПРИ ПОСТОЯННОМ ДАВЛЕНИИ (ОБЛАСТЬ ВЫСОКИХ ДАВЛЕНИЙ).

2.4 Молекулярная масса

Молекулярная масса является одной из основных физико-химических характеристик нефтей и нефтепродуктов, величина которой показывает, во сколько раз молекулы данного вещества больше $1/12$ части массы атома изотопа углерода

^{12}C . Между молекулярной массой и температурой кипения нефтяных фракций существует определенная зависимость; чем больше молекулярная масса нефтяной фракции, тем выше ее температура кипения. Учитывая эту зависимость, Б. М. Воинов [3, 4] предложил следующую общую формулу для определения

Где t — средне-молекулярная температура кипения фракции, °C; a , b и c — коэффициенты. В частности, для парафиновых углеводородов формула Б.М. Воинова имеет вид:

$$M = 60 + 0,3t + 0,001t^2 \quad (19)$$

Данная формула применима и для узких бензиновых фракций. С введением характеризующего фактора K формула (19) принимает вид: $M = (7K - 21,5) + (0,76 - 0,04K)t_{\text{ср.мол}} + (0,0003K - 0,00245)t_{\text{ср.мол}}^2$ (20) Формулой (20) можно пользоваться для определения молекулярной массы фракций, выкипающих до 350°C (точность $\pm 2-43\%$). Молекулярную массу тяжелых фракций можно определить по номограмме Приложения 6 в зависимости от вязкости при 50 и 100°C. Молекулярная масса является аддитивным свойством. Среднюю молекулярную массу смеси можно определить, зная мольную долю и молекулярную массу каждого компонента смеси: $M_{\text{ср}} = \sum x_i M_i$ (21)

$$M_{\text{ср}} = \sum x_i M_i \quad (21)$$

где x_i — содержание компонентов в смеси, мольные доли; M_i — молекулярная масса компонента смеси. Молекулярную массу смеси нескольких нефтяных фракций можно определить по формуле:

$$M_{\text{смеси}} = \frac{m_1 + m_2 + \dots + m_n}{\frac{m_1}{M_1} + \frac{m_2}{M_2} + \dots + \frac{m_n}{M_n}} \quad (22)$$

где $m_1, m_2, \dots, m_n$ — масса компонентов смеси, кг; $M_1, M_2, \dots, M_n$ — молекулярная масса компонентов смеси; x

x — массовый процент компонента. Молекулярную массу нефтепродукта можно также определить по формуле Крота:

$$M = \frac{44,29 \cdot \rho}{1,03 - \rho} \quad (23)$$

2.5 Давление насыщенных паров

Давление насыщенных паров — это давление, производимое паровой фазой, которая находится в равновесии с жидкостью при определенной температуре. Давление насыщенных паров индивидуального чистого вещества зависит только от температуры. Для смесей и таких продуктов, как нефть и нефтепродукты, давление насыщенных паров зависит не только от температуры, но и от состава паровой и жидкой фаз и их соотношения. Поэтому определение давления насыщенных паров нефтепродуктов представляет большие трудности. Однако для узких нефтяных фракций, выкипающих в узком интервале температур без заметного изменения состава фаз, можно с известной степенью приближения считать однозначной зависимость давления насыщенных паров от температуры.

Единица давления в системе единиц СИ - паскаль (Па).

Кратные единицы кПа, МПа. Паскаль- давление, вызываемое силой 1 Ньютон (Н), равномерно распределенной по поверхности площадью 1 м² и нормально к ней направленной. При изучении фракционного состава нефтей и проведении технологических расчетов аппаратуры приходится пересчитывать давление насыщенных паров нефтепродуктов при одной температуре на давление при другой, в также температуру кипения нефтяных фракций от одного давления к другому.

Для осуществления таких пересчетов предложены формулы, приведенные в литературе [3-4], и номограммы (см. Приложения 7 и 8). Для подсчета давления насыщенных паров узких нефтяных фракций при низких давлениях пользуются формулой Ашворта [3-4]:

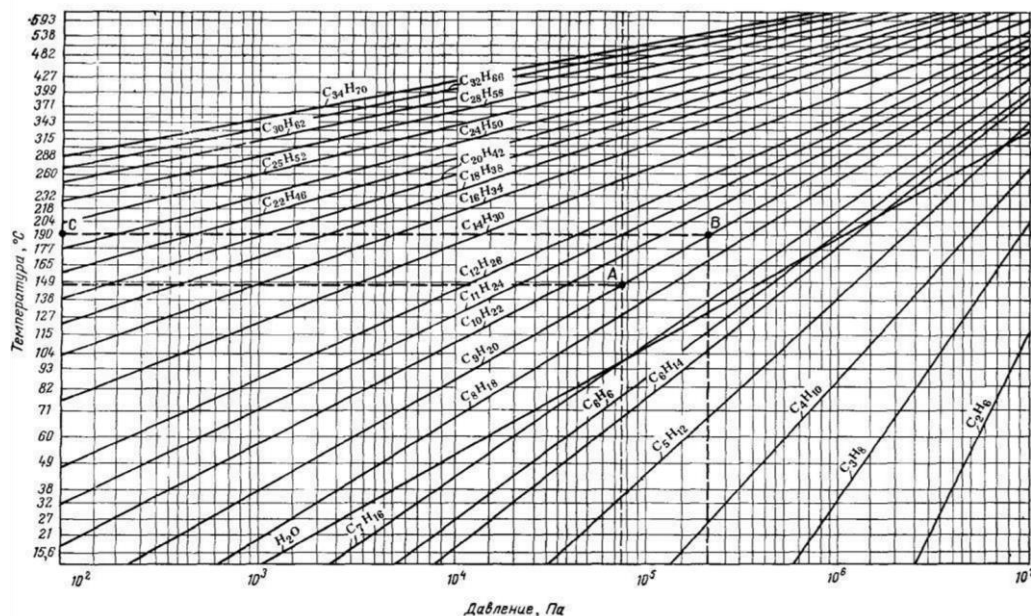
$$M := (7 \cdot K - 21.5) + (0.76 - 0.04 \cdot K) \cdot T_{\text{срмол}} + (0.0003 \cdot K - 0.00245) \cdot T_{\text{срмол}} = 38.335$$

где Р- давление насыщенных паров. Па: Т - соответствующая температура, то- температура кипения Фракции при атмосферном давлении, К: f(T)- функция температуры Т. Выражаемая уравнением

$$T := \frac{12500}{\sqrt{T^2 - 7.6}} = 4.534 \times 10^3 \frac{1}{T}$$

Функцию f(T.) определяют аналогично. Значения функции для различных температур (Т и Т_о) приведены в Приложении 9.

На давление насыщенных паров оказывает влияние фракционный состав, отношения объемов паров и жидкости в рабочем баллоне, температура. При низких температурах и температурах, близких к начальной температуре кипения фракции, формула Ашворта дает несколько заниженные значения давления насыщенных паров.



НОМОГРАММА (ГРАФИК КОКСА) ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ НАСЫЩЕННЫХ ПАРОВ УГЛЕВОДОРОДОВ И ВОДЫ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ.

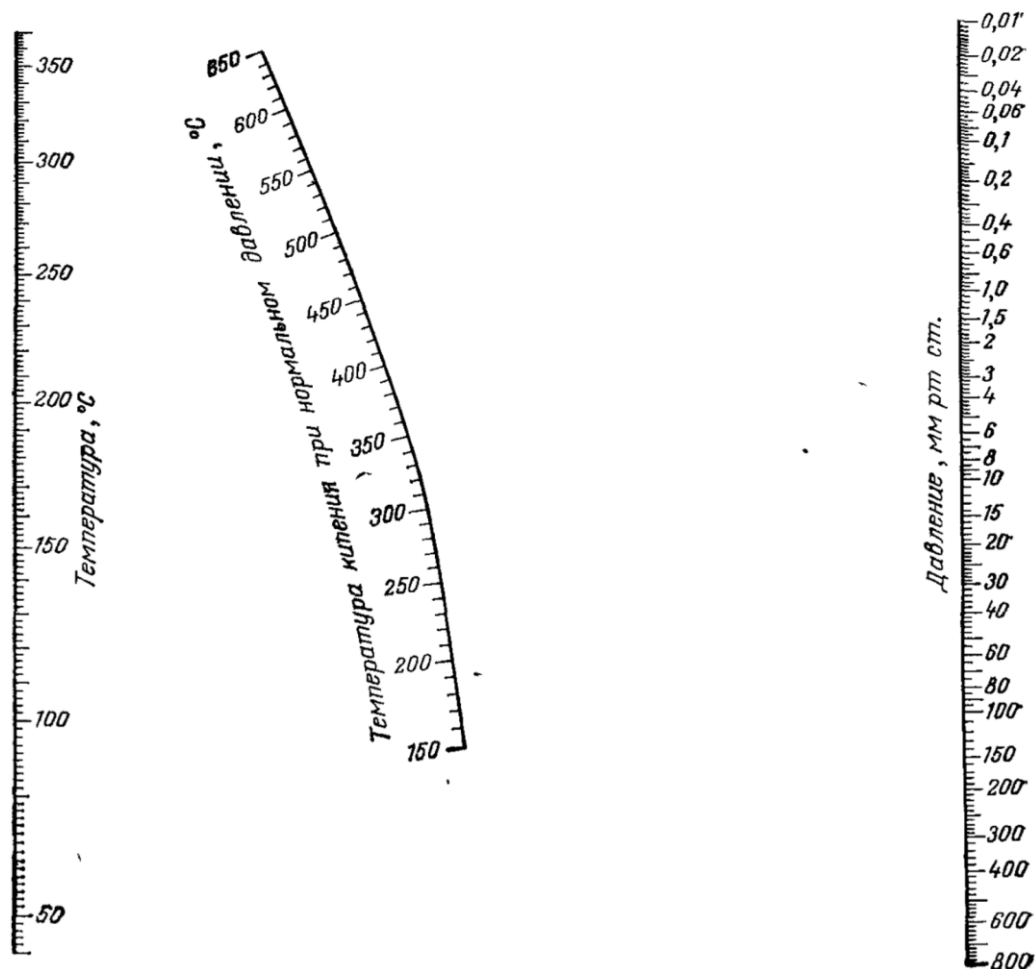
определения давления насыщенных паров светлых нефтепродуктов и их узких фракций предложена формула

$$P_{38} = 6 + 23,3\Delta_{\text{фр}} \text{ кПа} \quad (27)$$

для товарных бензинов $\Delta_{\text{фр}}$ - 1,5-2,6.

Эта формула дает возможность определить давление насыщенных паров светлых нефтепродуктов, используя характерные температуры кипения. [7]

ПРИЛОЖЕНИЕ 8



НОМОГРАММА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ КИПЕНИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ДАВЛЕНИЯ.

ПРИЛОЖЕНИЕ 9

ЗНАЧЕНИЯ $f(T)$ К ФОРМУЛЕ (23)

Температура, °C	$f(T)$	Температура, °C	$f(T)$	Температура, °C	$f(T)$	Температура, °C	$f(T)$
—40	12,122	100	5,595	240	3,144	380	1,952
—30	11,363	110	5,343	250	3,031	390	1,891
—20	10,699	120	5,107	260	2,924	400	1,832
—10	10,031	130	4,885	270	2,821	410	1,776
0	9,448	140	4,677	280	2,724	420	1,721
10	8,914	150	4,480	290	2,630	430	1,668
20	8,421	160	4,297	300	2,542	440	1,618
30	7,967	170	4,124	310	2,456	450	1,569
40	7,548	180	3,959	320	2,375	460	1,521
50	7,160	190	3,804	330	2,297	470	1,476
60	6,800	200	3,658	340	2,222	480	1,432
70	6,460	210	3,519	350	2,150	490	1,389
80	6,155	220	3,387	360	2,082	500	1,348
90	5,866	230	3,263	370	2,005	—	—

Критические параметры и приведенные константы

Критическая температура вещества - температуре, выше которой вещество может находиться только газообразном состоянии. Критическое давление вещества - давление насыщенных паров вещества при критической температуре.

Критический объем - удельный объем, занимаемый веществом при критической температуре и критическом давлении.

Критические температура и давление индивидуальных углеводородов определяются экспериментально; они приведены также в справочниках.

Приближенно критические температуру и давление нефтяной фракции и газов можно определить по графикам (рисунки 2-4) в зависимости от молекулярной массы, плотности и средней температуры кипения.

Критические параметры ($T_{кр}$, К и $P_{кр}$, Па) можно подчитать по эмпирическим формулам

$$T_{кр} = 355,1 + 0,97a - 0,00049a^2 \quad (28)$$

$$P_{кр} = K \frac{T_{кр}}{M} * 10^5$$

(29) где

$$a = (1,8T_{ср.мол} - 359)d_{15}^{15}$$

$$K = 5,53 + 0,855 \frac{t_{70} - t_{10}}{60}$$

Для нафтеновых углеводородов $K=6,0$; ароматических $K=6,5-7,2$ парафиновых

$K=5,0-5,3$; нефтепродуктов прямой перегонки $K = 6,3-6,4$, крекинг-керосинов $K=6,87,0$, $T_{ср.мол}$ – средне-молекулярная температура кипения (приближенно можно взять температуру 50%-ной точки разгонки): t_{70} и t_{10} температуры 70 и 10% отгона по кривой разгонок, °С; d_{15}^{15} – относительная плотность; M – молекулярная масса.

Критическую температуру нефтяной фракции ($T_{кр}$, °C) можно определить по эмпирической формуле, зная среднюю температуру кипения этой фракции

$$t_{кр} = 1,05t_{ср} + 160 = 183,1$$

Критическая температура и критическое давление нефтепродукта являются параметрами усреднёнными. Называют эти параметры также псевдокритическими температурой ($T_{п.кр}$) и давлением ($P_{п.кр}$).

Величины $T_{п.кр}$ и $P_{п.кр}$ находят по графику (рисунок 5) в зависимости от молекулярной массы фракции и характеристического фактора K [см. формулу (5)].

Приведенной температурой $T_{пр}$ называют отношение температуры вещества T к его критической температуре $T_{кр}$: $T_{пр} = T/T_{кр}$, где $T_{кр}$ - критическая температура, К.

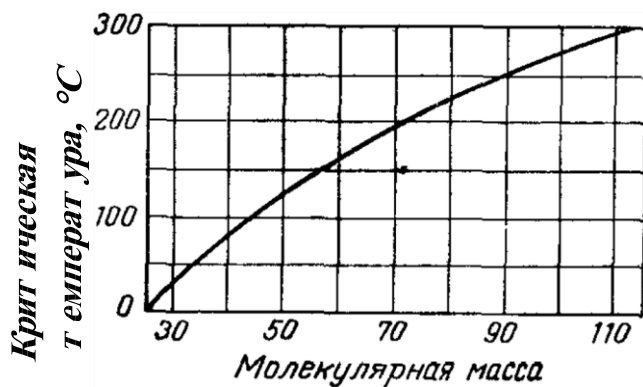


Рисунок 2. График для определения критической температуры газов.

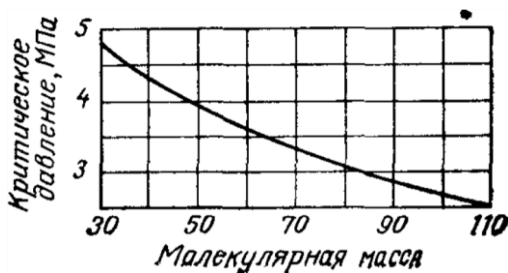


Рисунок 3. График для определения критического давления газов.

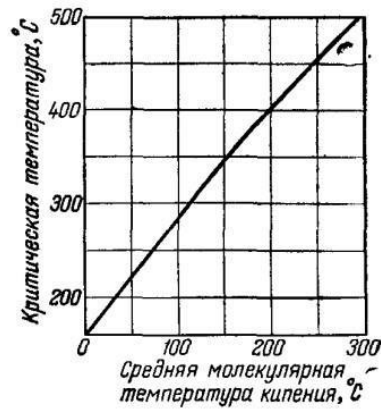
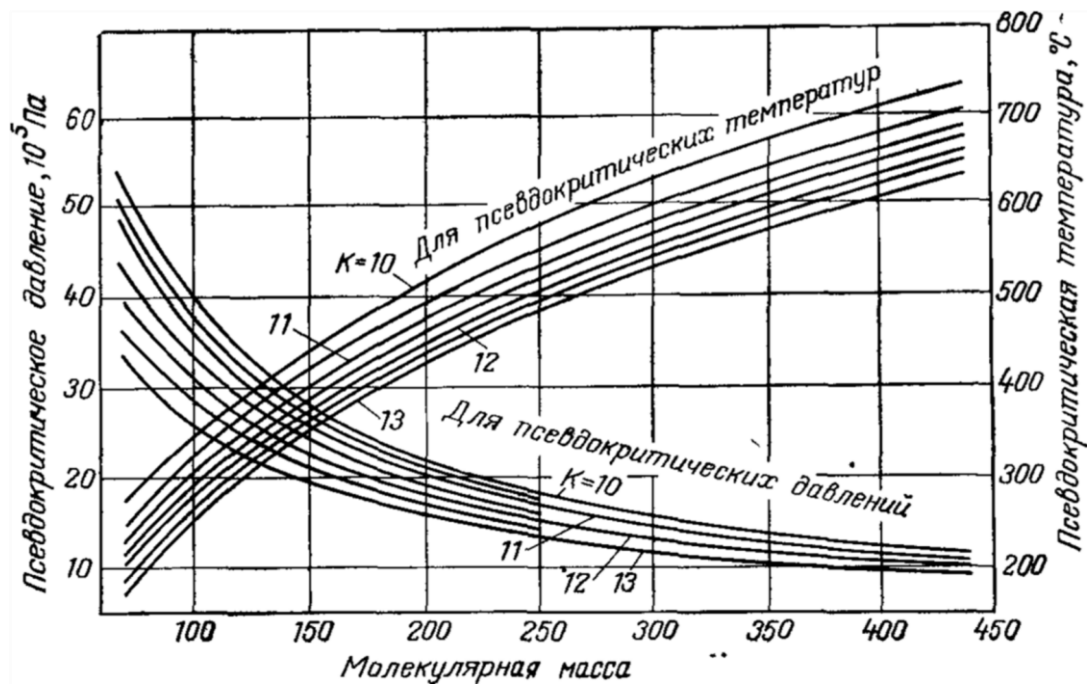


Рисунок 4. График для определения критической температуры нефтяных фракций.

Рисунок 5. График для определения псевдокритических параметров нефтяных фракций с различным характеризующим фактором K .



Приведенным давлением $P_{пр}$ называют отношение давления веществ P к его критическому давлению $P_{кр}$: $P_{пр} = P/P_{кр}$, где $P_{кр}$ - критическое давление, Па.

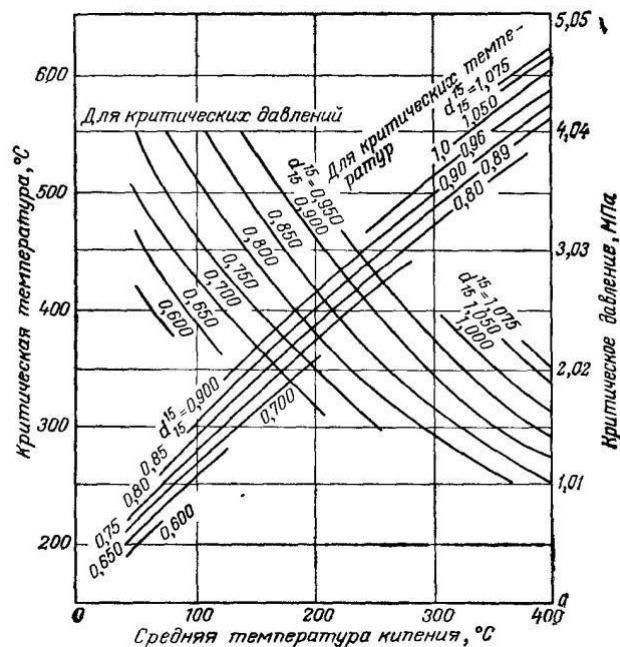


Рисунок 6. График для определения критических температур и давлений нефтепродуктов разной плотности.

2.7 Коэффициент сжимаемости ZZ — это величина, которая учитывает отклонения от поведения идеального газа при изменении температуры и давления. Он используется для корректировки уравнений состояния реальных газов и жидкостей, таких как уравнение состояния для идеальных газов, с целью более точного описания их реального поведения в условиях высоких давлений и низких температур.

Описание и расчет коэффициента сжимаемости

Коэффициент сжимаемости (Z) определяется как отношение объема реального газа

$V_{\text{реальный}}$ к объему идеального газа

$V_{\text{идеальный}}$ при тех же температуре и давлении:

$$Z = \frac{V_{\text{реальный}}}{V_{\text{идеальный}}} \quad =$$

Для идеального газа $Z=1$, так как идеальный газ подчиняется простому уравнению состояния:

$$PV=nRT$$

Для реальных газов Z будет отличаться от 1, и этот коэффициент зависит от различных факторов, таких как температура, давление и химический состав вещества.

Зависимость от температуры и давления

Коэффициент сжимаемости Z обычно определяется экспериментально или с использованием графиков, которые строятся для каждого конкретного вещества или смеси веществ. Основные факторы, влияющие на значение Z :

- **Температура ($T_{пр}$):** при повышении температуры для большинства газов Z приближается к 1 (поведение близкое к идеальному).
- **Давление ($P_{пр}$):** при повышении давления коэффициент сжимаемости Z обычно отклоняется от 1, так как реальный газ становится более сжимаемым.
- **Химический состав вещества:** различные компоненты, например, углеводороды в нефтяных фракциях или газовые смеси, могут иметь разные значения Z в зависимости от их молекулярной структуры.

Псевдокритические параметры для газовых смесей и нефтяных фракций

Для смесей газов, а также для нефти и ее фракций, вместо критических параметров, таких как критическая температура $T_{кр}$ и критическое давление $P_{кр}$, применяются **псевдокритические параметры**:

Псевдокритическая температура $T_{п.кр}$

Псевдокритическое давление $P_{п.кр}$

Эти параметры зависят от состава смеси. Псевдокритическая температура и давление рассчитываются на основе критических данных отдельных компонентов смеси с учетом их молекулярного состава и пропорций в смеси.

Расчет псевдокритических параметров

Псевдокритические параметры для смеси рассчитываются с использованием молекулярных составов и критических данных отдельных компонентов смеси, например, для нефтяных фракций:

$$T_{п.кр} = \sum (y_i \cdot T_{кр, i}) = \sum (y_i \cdot T_{кр, i})$$

$$P_{п.кр} = \sum (y_i \cdot P_{кр, i}) = \sum (y_i \cdot P_{кр, i})$$

где:

- y_i — молярная доля компонента i ,
- $T_{кр, i}$ и $P_{кр, i}$ — критическая температура и давление компонента i .

Применение графиков

Для нахождения коэффициента сжимаемости Z на практике можно использовать графики, где на оси абсцисс откладываются приведенные параметры $P_{пр}$ (давление, приведенное к псевдокритическому), а на оси ординат — $T_{пр}$ (температура, приведенная к псевдокритической). На этих графиках для различных веществ или смесей можно найти значение Z при заданных параметрах температуры и давления.

График для Z будет иметь различную форму для разных веществ, например, для

углеводородных смесей, таких как газ или нефтяные фракции, форма графика может быть более сложной, чем для чистых газов.

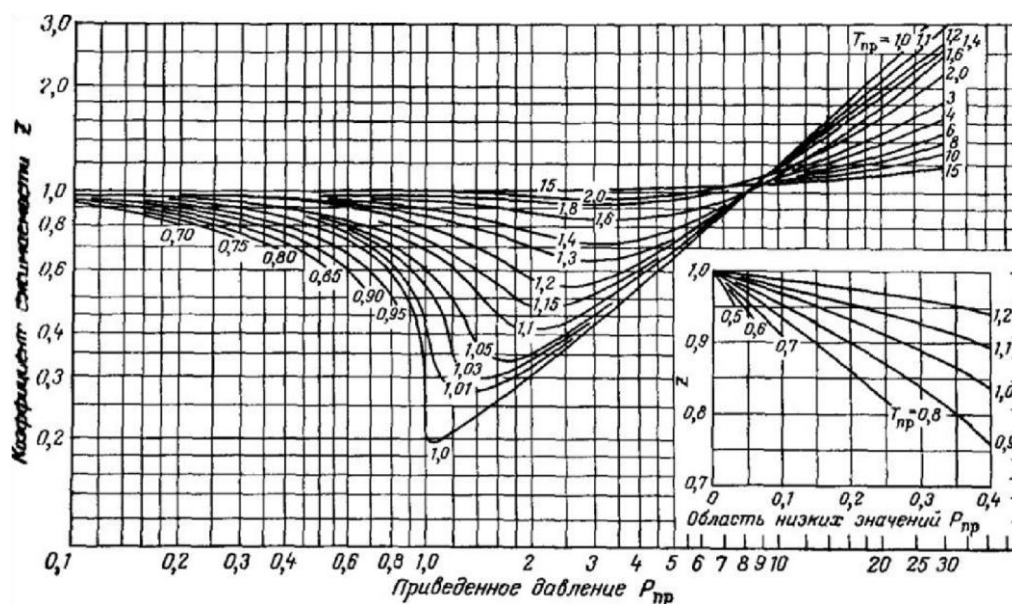


Рисунок 7. График для определения коэффициента сжимаемости Z

Псевдокритические параметры для смеси газообразных индивидуальных углеводородов, если неизвестен состав этой смеси, можно практических расчетов точно определить по правилу аддитивности или по графику (рисунок 8); на графике представлена зависимость этих параметров от относительной (по отношению к воздуху) плотности газовой смеси. В соответствии с правилом аддитивности можно использовать формулы

$$T_{п.кр} = \sum y_i T_{кри} \quad P_{п.кр} = \sum y_i T_{кри} \quad (33)$$

где y_i - мольная доля компонентов смеси [7].

2.8 Фугитивность

Фугитивность — это давление реального газа, свойства которого выражены уравнением состояния идеального газа. Фугитивностью пользуются при расчетах равновесных паровой и жидкой фаз и числовых значений констант фазового равновесия.

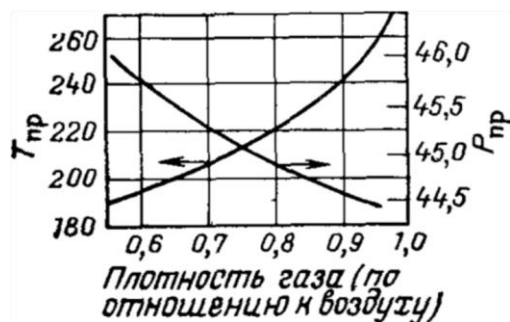


Рисунок 8. Зависимость псевдокритических параметров смеси углеводородных газов от ее относительной плотности

Для равновесной системы, согласно законам Рауля и Дальтона,

$$Px' = Py' \quad (34)$$

откуда

$$\frac{y'}{x'} = \frac{P}{\Pi} = k$$

где P - давление насыщенных паров чистого компонента, Па; x' - мольная концентрация компонента в жидкой фазе, %, мол; Π - давление в системе, Па; y - мольная концентрация компонента в паровой фазе, %, мол; k - константа фазового равновесия (Приложения 10 и 11).

Для идеальной системы значение k равно отношению давления насыщенных паров данного компонента к давлению в системе и характеризует распределение данного компонента между паровой и жидкой фазами. Для реальных систем константа фазового равновесия, вычисленная этим методом, не дает вполне удовлетворительных результатов.

Для реальных газов и растворов давление насыщенных паров P и давление в системе Π заменяют соответственно фугитивностью жидкости и паров. Уравнение приобретает вид:

$$f_{T,P}^{\text{ж}} x = f_{T,\Pi}^{\text{п}} y$$

а константа фазового равновесия равна

$$k = \frac{f_{T,P}^{\text{ж}}}{f_{T,P}^{\text{п}}}$$

Фугитивность характеризует степень отклонения свойств реального газа от идеального в случае изотермического процесса. При низких давлениях и высоких температурах реальный газ приближается к состоянию идеального газа, а величина f - к величине P . Фугитивность имеет ту же размерность, что и давление. Отношение фугитивности к давлению называется коэффициентом активности

$$y = \frac{f}{P} \quad (36)$$

Для идеального газа $y=1$.

Установлено, что коэффициент активности является функцией приведенных температуры и давления. Поэтому значение фугитивности можно определить, пользуясь графиком (рисунок 9). По приведенной температуре $T_{\text{пр}}$ и приведенному давлению $P_{\text{пр}}$ находят коэффициент активности. Затем, подставляя в уравнение (36) давление насыщенных паров P или давление системы Π , получают соответственно фугитивность жидкости или паров.

Для точных расчетов константы фазового равновесия, когда жидкий компонент находится не под давлением P своих насыщенных паров, а под любым другим давлением, фугитивность этого компонента в жидкой фазе находят по формуле (6).

$$2,3 \lg \frac{f_{T,P}^{\text{ж}}}{f_{T,P}^{\text{ж}}} = \frac{V_{\text{ж}}(P-P)}{RT}$$

(37)

где $f_{T,P}^{\text{ж}}$, $f_{T,P}^{\text{ж}}$ - фугитивность жидкости при давлении в системе P и давлении насыщенных паров P соответственно, Па; $V_{\text{ж}}$ мольный объем компонента, л/моль, м³/кмоль; P - давление в системе, Па; P - давление насыщенных паров чистого компонента, Па; R - универсальная газовая постоянная, КДж/(кмоль*К); T - температура системы, К. [7]

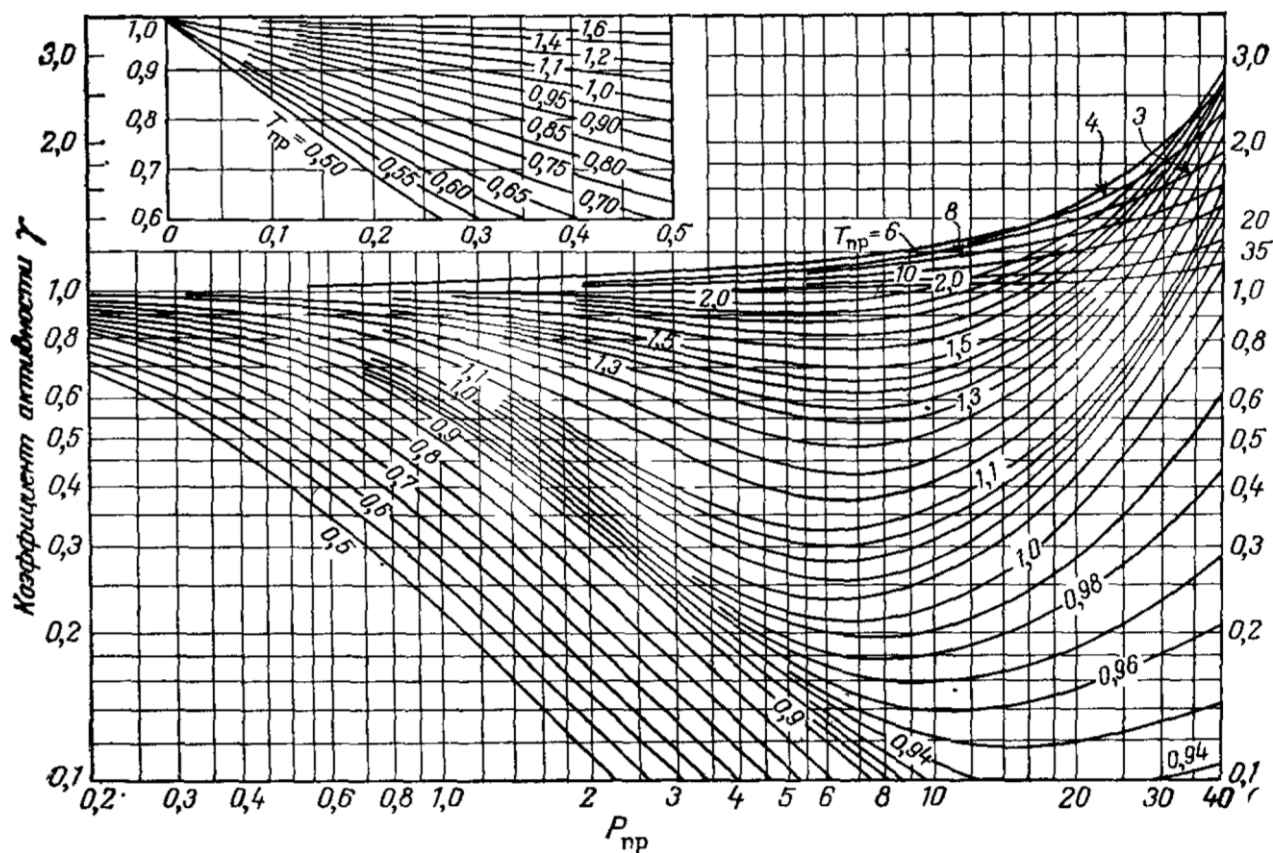
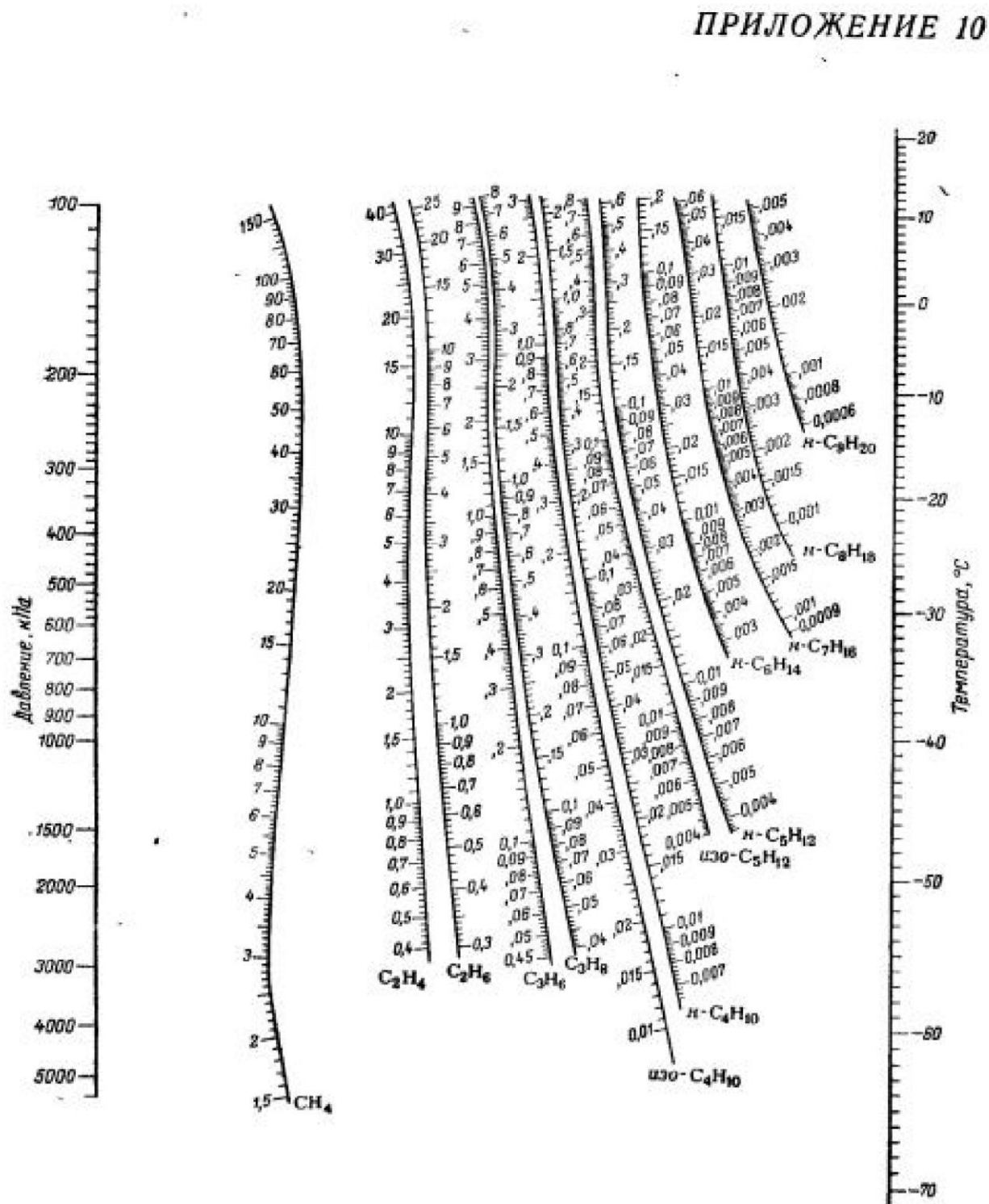
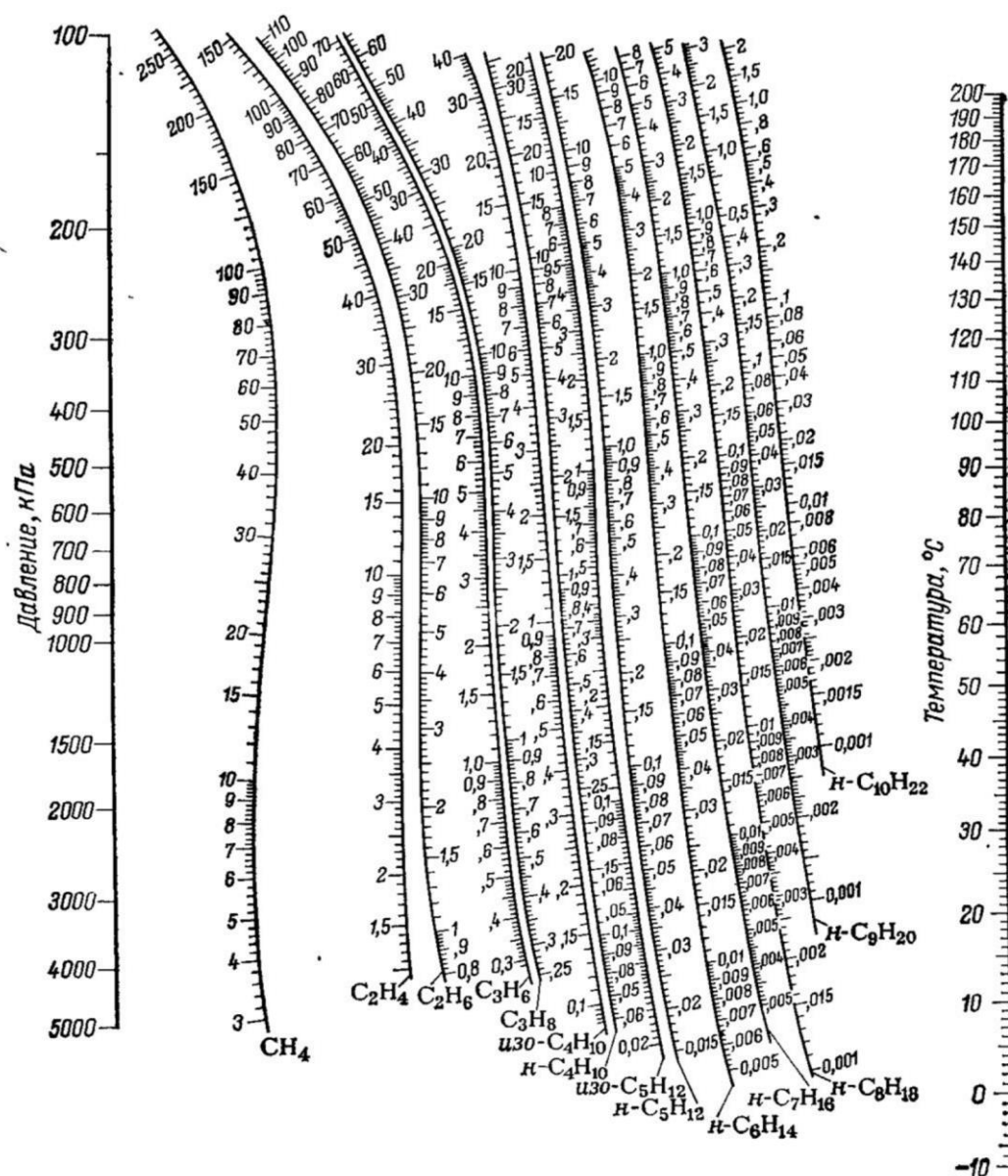


Рисунок 9. График для определения коэффициента активности γ при известных приведенных температуре и давлении.





НОМОГРАММА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОНСТАНТ ФАЗОВОГО РАВНОВЕ-
СИЯ k УГЛЕВОДОРОДОВ ПРИ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУРАХ.

2.9 Вязкость

Вязкость является одной из важных характеристик жидкостей и газов. Вязкость нефтепродуктов определяет их подвижность в условиях эксплуатации двигателей,

машин и механизмов, существенно влияет на расход энергии при транспортировании, фильтрации, перемешивании. Вязкость определяет способность жидкости и газа сопротивляться взаимному перемещению их частиц.

Вязкость характеризуется коэффициентом внутреннего трения (μ), или коэффициентом динамической вязкости, называемым также динамической вязкостью. Коэффициент динамической вязкости и зависит от природы жидкости (газа) и температуры. Единица динамической вязкости в системе СИ - паскаль-секунда (Па-с). Для выражения динамической вязкости целесообразно применить дольную единицу - миллипаскаль-секунда (мПа-с).

В нефтепереработке наиболее широко пользуются понятием кинематической вязкости. Кинематической вязкостью (ν) называется отношение динамической вязкости к плотности данной жидкости или газа при той же температуре

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \quad (38)$$

Для практической характеристики нефтепродуктов пользуются условной вязкостью является

$$\nu = \frac{1 - \frac{\text{кг}}{\text{м} \cdot \text{с}}}{1 - \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}} = \text{м}^2/\text{с}$$

Для практической характеристики нефтепродуктов пользуются условной вязкостью (измеряемой в градусах ВУ-°ВУ), под которой понимают отношение длительности истечения 200 мл испытуемого нефтепродукта из стандартного вискозиметра при температуре испытания к длительности истечения того же количества дистиллированной воды при 20°C. Условную вязкость пересчитывают в кинематическую по таблице (Приложение 12). Для перевода больших значений

вязкости (выше 16°ВУ) рекомендуется пользоваться формулой

$$v_t = 7,41 * ВУ_t \quad (39)$$

где v_t -кинематическая вязкость при температуре t , мм²/с; $ВУ_t$ - условная вязкость при той же температуре, °ВУ.

При выполнении технологических расчетов часто приходится пересчитывать вязкость с одной температуры на другую. Для этой цели предложен ряд формул (1-

3, 6), , но наиболее широко пользуются номограммой, приведенной в Приложении

2.9.1 Вязкостно-массовая константа (ВМК) устанавливает связь между вязкостью и плотностью, но так как по плотности можно в некоторой степени судить о химическом составе нефтепродукта, то ВМК дает косвенную зависимость между вязкостными и химическими свойствами минеральных смазочных масел. Для определения ВМК предложен ряд формул [1- 3], но наиболее широко используют зависимость, предложенную Ю. А. Пинкевичем

(41)

$$ВМК = \frac{d_{15}^{15} - 0,468 - 0,038 * \lg * v_{100}}{0,689 - 0,011 * \lg * v_{100}}$$

где ВМК - вязкостно-массовая константа; d_{15}^{15} - относительная плотность нефтепродукта; v_{100} -- кинематическая вязкость нефтепродукта при 100°С, мм²/с. Для высококипящих фракций нефти ВМК изменяется в пределах 0,75-0,90.

Чем больше значение ВМК, тем ниже вязкостно температурные качества масел.

2.9.2 Вязкость смеси.

Вязкость - не аддитивное свойство, поэтому вязкость смеси нельзя вычислить по правилу аддитивности. Наиболее надежно определять вязкость смеси экспериментально.

Предложен также ряд формул [1-3] и номограмм, но большая их часть дает лишь приблизительные результаты. Наиболее надежные результаты можно получить для смесей, приготовленных из компонентов, близких между собой по свойствам или взятых примерно в одинаковых количествах.

Вязкость смеси нефтепродуктов можно вычислить по формуле Вальтера [1]. В практике широко пользуются также номограммой, приведенной в Приложении 15.

Используя эту номограмму, можно определить вязкость смеси двух нефтепродуктов различной вязкости при данной температуре и смешанных между собой в определенном отношении, а также определить соотношение компонентов в смеси для получения продукта определенной вязкости при данной температуре.

[7]



2.10 Тепловые свойства

При проектировании и эксплуатации нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) и других нефтехимических производств важно учитывать ряд **тепловых свойств нефтей и нефтепродуктов**, так как они непосредственно влияют на эффективность

процессов переработки, энергетические затраты и безопасность. Рассмотрим основные тепловые свойства, которые часто используются при технологических расчетах.

1. Теплоемкость (C)

Теплоемкость — это физическая величина, характеризующая способность вещества поглощать или отдавать тепло при изменении температуры. Для нефтей и нефтепродуктов теплоемкость зависит от их состава и температуры. □

Определение теплоемкости: $Q = C \cdot m \cdot \Delta T$ где:

- Q — количество тепла, необходимое для изменения температуры вещества,
- C — теплоемкость вещества, m — масса вещества, ΔT — изменение температуры.

Для различных фракций нефти теплоемкость может варьироваться в зависимости от их молекулярной структуры.

2. Теплота испарения (латентная теплота испарения)

Теплота испарения — это количество теплоты, которое необходимо для перевода единицы массы вещества из жидкой фазы в паровую при постоянной температуре и давлении.

- **Применение:** При переработке нефти на НПЗ процессы перегонки (разделение на фракции) тесно связаны с теплотой испарения. Нефтяные фракции с более высокими точками кипения требуют большего количества тепла для испарения.

- **Формула для теплоты испарения:**

$$Q_{\text{исп}} = m \cdot \lambda$$

где:

$Q_{\text{исп}}$ — теплота, необходимая для испарения вещества, $Q_{\text{конд}}$ — теплота конденсации, m — масса вещества.

Теплота испарения для нефтепродуктов также зависит от их молекулярной структуры и может сильно различаться для различных фракций нефти.

3. Теплота конденсации

Теплота конденсации — это количество тепла, которое выделяется, когда пар вещества конденсируется в жидкость при постоянной температуре и давлении. Это явление противоположно испарению.

- Применение: При конденсации паров в аппаратах НПЗ (например, в конденсаторах) также необходимо учитывать теплоту конденсации, чтобы эффективно управлять теплообменными процессами.

- **Формула** для теплоты конденсации:

$$Q_{\text{конд}} = m \cdot \lambda$$

где:

- $Q_{\text{конд}}$ — теплота, выделяющаяся при конденсации, λ — теплота конденсации (та же величина, что и теплота испарения, но с противоположным знаком),
 m — масса конденсированного вещества.

4. Энтальпия (теплосодержание)

Энтальпия — это термодинамическая величина, которая характеризует общий тепловой баланс вещества, включая как внутреннюю энергию, так и работу, которую система совершает при изменении объема.

Энтальпия для любого вещества в процессе изменения состояния может быть выражена как: $H = U + pV$ где:

о H — энтальпия, о U —
внутренняя энергия, о p — давление,
о V — объем.

Для жидкостей и паров на НПЗ энтальпия используется для расчета тепловых потоков, например, при подаче и охлаждении веществ в различных процессах, таких как перегонка или крекинг.

5. Теплота сгорания

Теплота сгорания — это количество тепла, которое выделяется при полном сгорании единицы массы вещества. Для нефтепродуктов теплота сгорания играет ключевую роль в оценке их энергетической ценности и применении в топливных системах.

- **Определение:** Теплота сгорания для углеводородов (нефтепродуктов) может быть рассчитана экспериментально с помощью калориметра.

- **Формула** для тепла сгорания:

$$Q_{\text{сгор}} = m \cdot \Delta H_{\text{сгор}} \quad Q_{\{\text{сгор}\}} = m \cdot \Delta H_{\{\text{сгор}\}}$$

где:

о $Q_{\text{сгор}}$ — теплота, выделяющаяся при сгорании, о $\Delta H_{\text{сгор}}$ — теплота сгорания на единицу массы, о m — масса сжигаемого вещества.

Теплота сгорания для различных фракций нефти может значительно варьироваться, например, для бензина, дизельного топлива или мазута.

Удельная теплоемкость вещества - количество тепла, которое требуется для нагрева 1 кг данного вещества на 1°С. Удельная теплоемкость зависит от температуры, при которой она определяется. В приближенных расчетах иногда удельная теплоемкость вещества принимается постоянной. В таких случаях надо брать среднее значение удельной теплоемкости вещества в рассматриваемом диапазоне температур.

Единица измерения удельной теплоемкости в СИ - Дж/(кг·К), кратные единицы - кДж/ (кг· К), МДж/(кг·К).

Средняя теплоемкость жидких нефтепродуктов до температуры 200 °С может быть определена по формуле [1, 2, 5]

$$C = \frac{1}{\sqrt{d_{15}^{15}}} (0,762 - 0,0034T) = 229,31$$

(42)

где d_{15}^{15} - относительная плотность нефтепродукта; Т - температура нефтепродукта.

Истинная теплоемкость нефтепродукта в паровой фазе при малом постоянном давлении можно подсчитать по формуле [1, 2, 5, 6]:

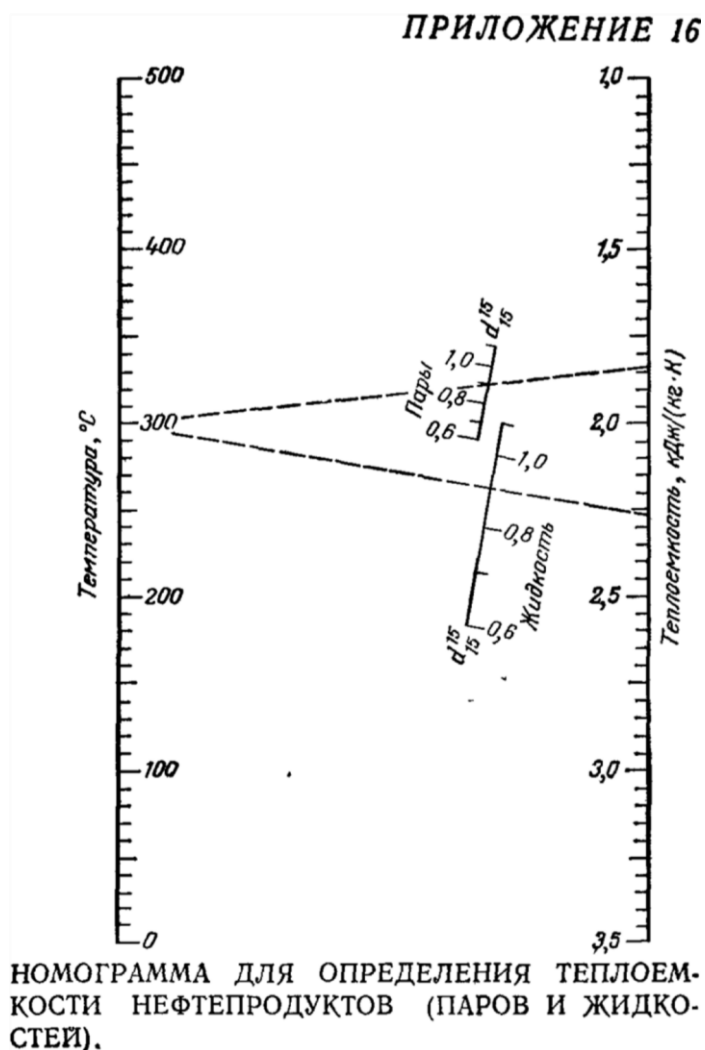
(43)

$$C_p = \frac{4 - d_{15}^{15}}{1541} (0,762 - 0,0034T)$$

С учетом характеризующего фактора уравнение будет иметь вид

$$C_p = \frac{4 - d_{15}^{15}}{1541} (1,8T + 211)(0,146K - 0,41)$$

Для упрощенных расчетов можно пользоваться номограммой (Приложение 16).



Зная плотность жидкого нефтепродукта, можно определить по этой номограмме теплоемкость паров и жидкость нефтепродукта при температурах от 0 до 500°C. Например, для нефтяной фракции плотностью $d_{15}^{15}=0,900$ теплоемкость паров и жидкости при 300°C (на номограмме показано пунктирной линией) соответственно равна 1,96 и 2,31 кДж/(кг. К).

Теплоемкость некоторых газообразных и жидких углеводородов дана в Приложениях 17 и 18.

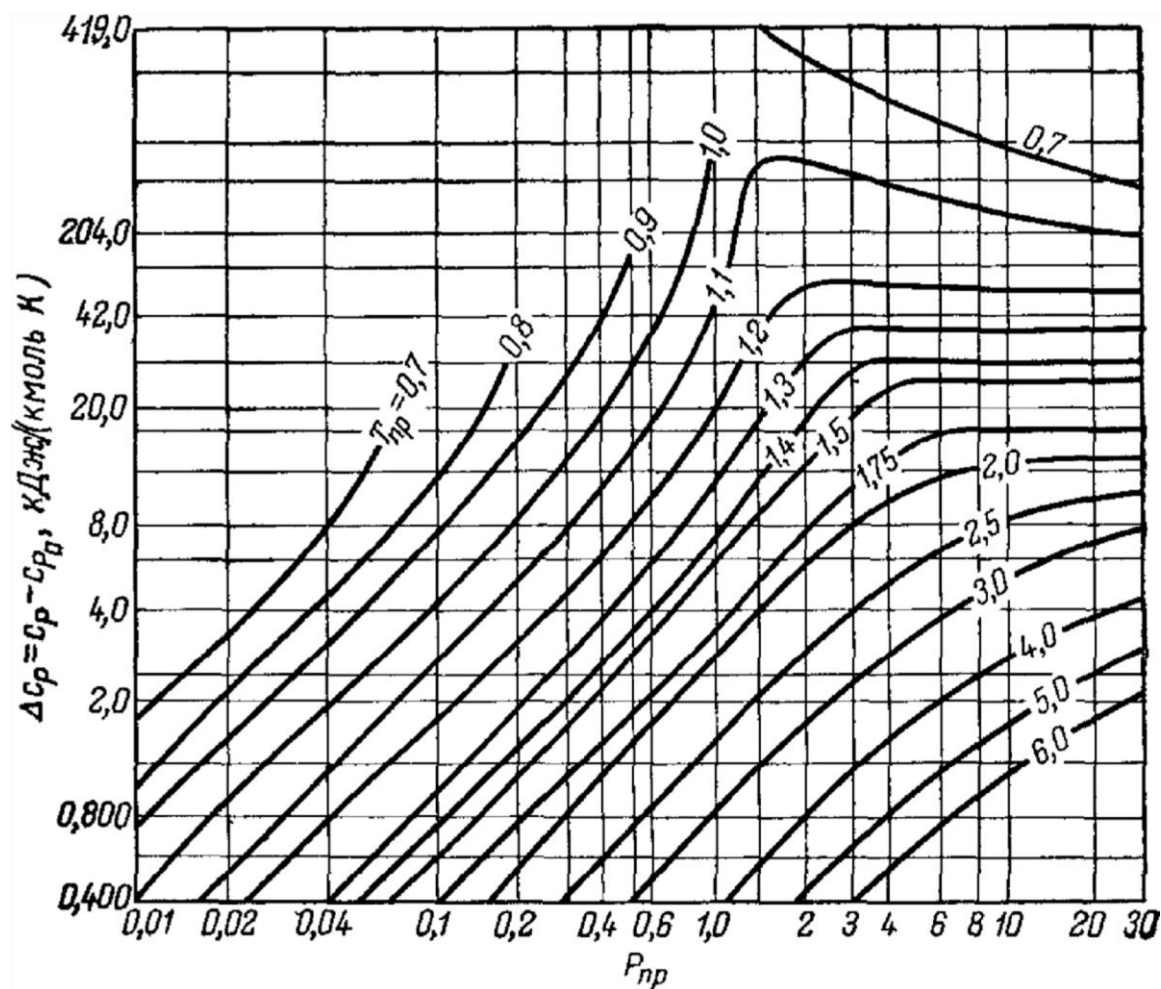


Рисунок 10. График для определения изменения теплоемкости нефтяных паров с повышением давления.

По графику (рисунок 10) можно определить теплоемкость паров при повышенном давлении в зависимости от $T_{пр}$ и $P_{пр}$.

Теплотой парообразования называется количество тепла, которое нужно сообщить единице массы жидкости, находящейся при температуре кипения для того, чтобы перевести ее в газообразное состояние (при постоянном давлении). При конденсации пара (газа) происходит выделение теплоты.

Теплота испарения численно равна теплоте конденсации. Единица измерения теплоты испарения в СИ- Дж/кг; наиболее часто применяемые кратные единицы - кДж/кг, МДж/кг. Для химически чистых индивидуальных углеводородов

теплота испарения известна и приводится в литературе. В Приложении 19 дана теплота испарения некоторых углеводородов. Поскольку нефтяная фракция представляет собой смесь углеводородов и поэтому выкипает не при строго определенной

температуре, а в некотором интервале температур, тепло затрачивается не только на испарение, но и на повышение температуры смеси.

Теплота испарения нефтепродуктов значительно меньше теплоты испарения воды, что имеет большое значение в технологии переработки нефти и газа. В среднем теплота испарения легких нефтепродуктов составляет 250-340 кДж/кг, тяжелых 160220 кДж/кг. Значение теплоты испарения L для некоторых нефтепродуктов:

Теплота испарения при повышенном давлении меньше, а в вакууме больше, чем при атмосферном давлении, а при критических температуре и давлении она равна нулю. Для определения теплоты испарения парафинистых низкокипящих нефтепродуктов можно использовать уравнение Крега

$$L = \frac{1}{d_{15}^{15}} (354,1 - 0,3768 T_{\text{ср.мол}}) = 22.108 \quad (46)$$

На рисунке 11 дан график, по которому можно определить теплоту испарения в зависимости от $T_{\text{ср.мол}}$ и молекулярной массы или характеристического фактора K .

Теплота испарения (конденсации) может быть найдена по известной энтальпии нефтепродукта в паровой и жидкой фазе, при одинаковых температуре и давлении

:

$$L = l_t^{\text{п}} - l_t^{\text{ж}} \quad (47)$$

где $l_p - l_{ж}$ – энтальпия нефтепродукта в паровой и жидкой фазе, кДж/кг. t – температура, °С.

Энтальпия жидких нефтепродуктов численно равна количеству тепла (в калориях или джоулях), необходимого для нагрева 1 кг

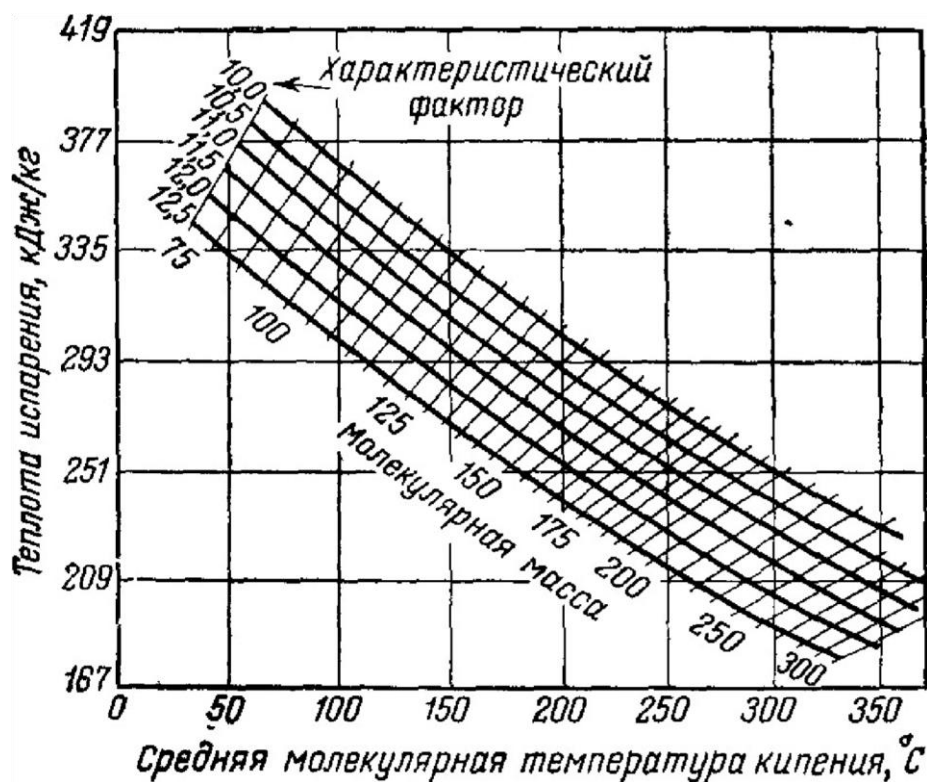


Рисунок 11. График для определения теплоты испарения нефтяных фракций в зависимости от средней молекулярной температуры кипения, молекулярной массы, характеризующего фактора.

продукта от 0°С (273 К) до заданной температуры. Энтальпией паров при заданной температуре принято считать количество тепла, необходимого для нагрева вещества от 0°С до заданной температуры с учетом тепла испарения при той же температуре и перегрева паров. Энтальпия измеряется в кДж/кг.

Для определения энтальпии жидких нефтепродуктов пользуются н

уравнением (в кДж/кг)

15

Обозначив $a=(0,0017T+0,762-334,25)$, получим упрощенный вид уравнения

В Приложении 20 приведены значения энтальпии жидкого нефтепродукта

в зависимости от температуры (величина a).

Для определения энтальпии паров нефтепродуктов при атмосферном давлении пользуются уравнением (в кДж/кг)

$$l_p = (129,58 + 0,134T + 0,00059T^2) (4 - d^{15}) - 308,99$$

0. $t \quad 15$

0.

Обозначая $a = (129,58 + 0,134T + 0,00059T^2)$, получим упрощенный вид уравнения

$$l_p = a (4 - d^{15}) - 308,99 \text{ кДж/кг} \quad (49)$$

0. $t \quad 15$

В Приложении 21 приведены таблицы для определения зависимости энтальпии паров нефтепродуктов от температуры. Энтальпию некоторых углеводородов можно найти в Приложениях 22-26.

Энтальпия нефтяных паров при повышенных давлениях уменьшается, так как уменьшается теплота испарения. Для определения этого показателя можно пользоваться графиком, изображенным на рисунке 12.

Разность энтальпий паров нефтяных фракций при повышенном и атмосферном давлении зависит от приведенных давления $P_{пр}$ и температуры $T_{пр}$:

$$\frac{M\Delta l}{T_{пр}} = f(P_{пр}, T_{пр}) \quad (50)$$

На графике (рисунок 12) в зависимости от $T_{\text{пр}}$ и $P_{\text{пр}}$ находят поправку, которую нужно вычесть из энтальпии паров при атмосферном давлении для получения соответствующего значения энтальпии паров при повышенном давлении.

В Приложении 27 дана номограмма для определения энтальпии паров и жидких нефтепродуктов. [7].

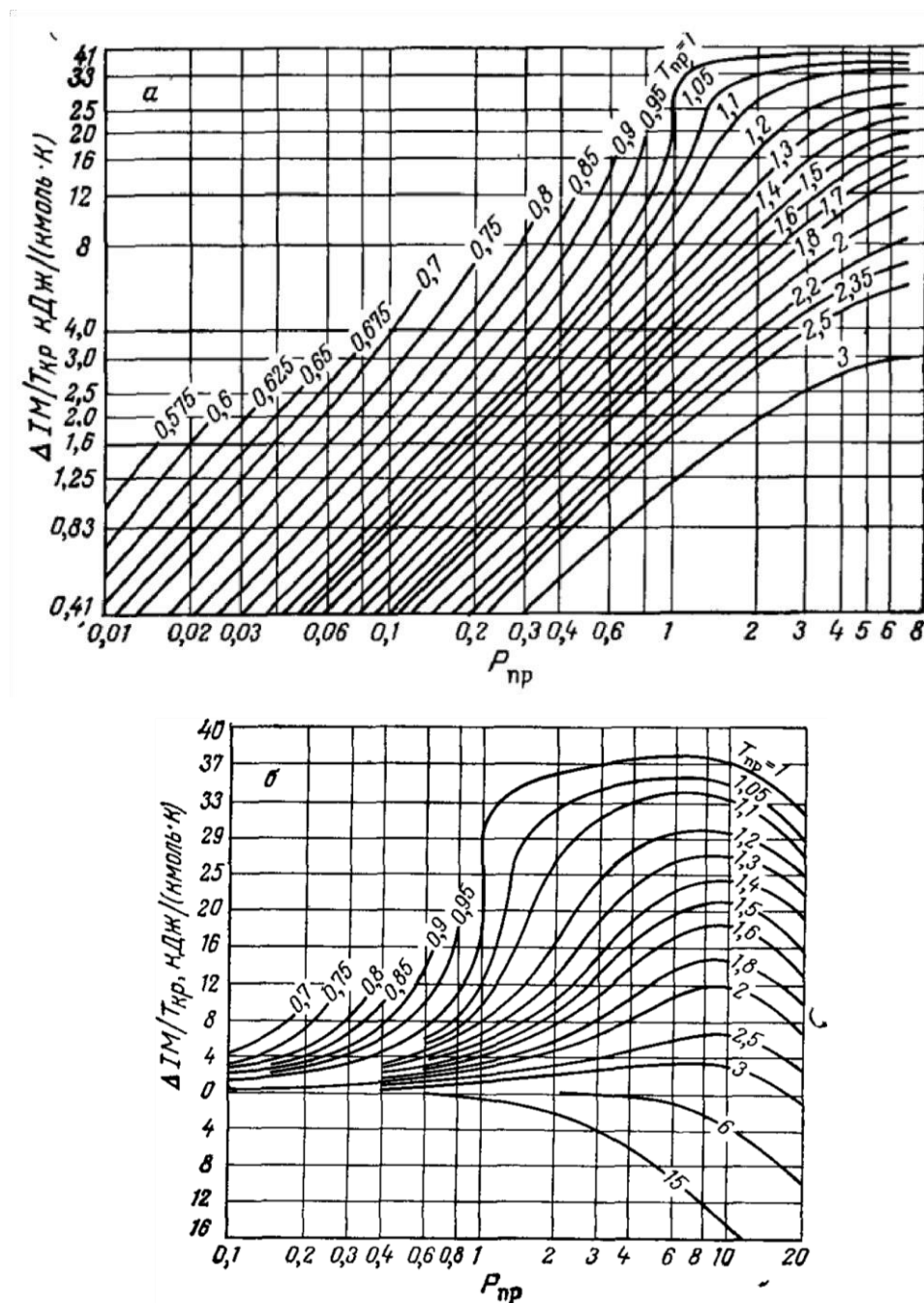


Рисунок 12. График зависимости энтальпии нефтяных паров от

приведенных температур и давления: в узком интервале T_{np} и P_{np} ; б- в широком интервале T_{np} и P_{np} .

Энтальпию смеси можно считать аддитивным свойством, если пренебречь теплотой растворения компонентов смеси друг в друге

$$l_{см} = \sum_1^n l_i x_t$$

где l_i , x_t - энтальпия и доля компонента в смеси.

В нефтепереработке широко используют водяной пар. Обычно пар применяют при самых разнообразных давлениях. Пары жидкости, в том числе и воды, могут быть в состоянии насыщения, либо в различной степени ненасыщенности.

Насыщенным паром какого-либо вещества можно назвать такой пар, который при данной температуре имеет максимальное давление и плотность. Любой пар, полученный до момента насыщения, можно назвать ненасыщенным. Перегретым называется та кой пар, который имеет температуру более высокую, чем температура насыщенного пара данного давления. При изменении давления свойства водяного пара и воды резко меняются.

Значения теплоемкости воды, перегретого водяного пара, теплоты испарения, энтальпии перегретого и насыщенного пара даны в Приложениях 28 и 29. При пользовании таблицами для насыщенного водяного пара достаточно знать температуру или давление, чтобы найти все его тепловые свойства, так как для насыщенного пара определенному давлению соответствует определенная температура. Для перегретого пара, температура которого выше температуры насыщения, требуется знать температуру перегрева и давление. [7]

ПРИЛОЖЕНИЕ 17

ПЛОТНОСТЬ И ТЕПЛОЕМКОСТЬ ВОЗДУХА И ВОДЫ ПРИ ПОСТОЯННОМ ДАВЛЕНИИ

Температура, °C	Плотность, кг/м³	Теплоемкость воздуха, кДж/(кг·K)	Теплоемкость воды, кДж/(кг·K)
0	1293,0	1,005	4,2295
20	1204,5	1,005	4,1868
40	1126,7	1,009	4,1793
60	1059,5	1,009	4,1864
80	999,8	1,009	4,1973
100	945,8	1,013	4,2094

ПРИЛОЖЕНИЕ 18

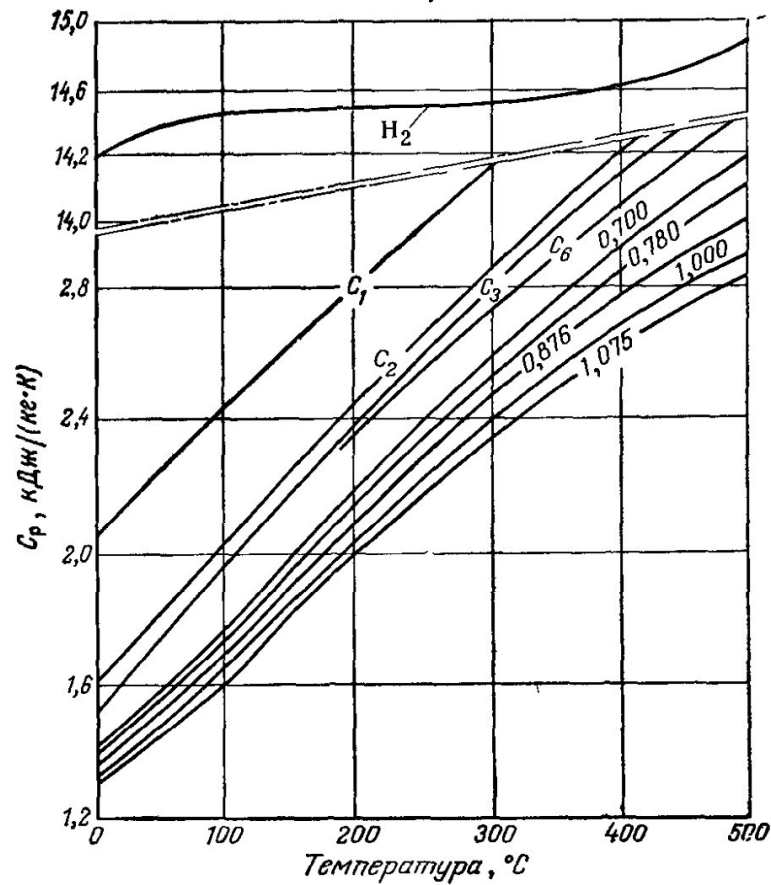


ГРАФИК ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕПЛОЕМКОСТИ НЕКОТОРЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ПЛОТНОСТИ УГЛЕВОДОРОДА И ТЕМПЕРАТУРЫ ЦИФРЫ НА КРИВЫХ — ПЛОТНОСТЬ d^{30}

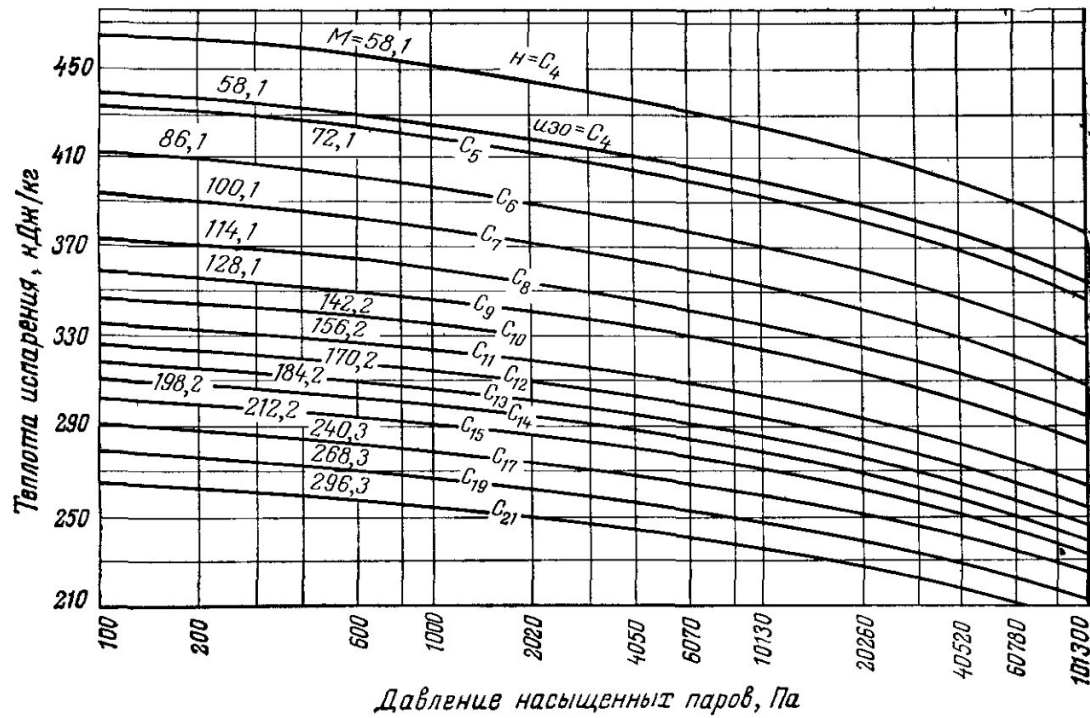


ГРАФИК ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕПЛОТЫ ИСПАРЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ.

ЭНТАЛЬПИЯ ЖИДКИХ НЕФТЕПРОДУКТОВ [величина a в формуле (47)]

$t, ^\circ\text{C (K)}$	$a (47),$ кДж/кг	$t, ^\circ\text{C (K)}$	$a (47),$ кДж/кг	$t, ^\circ\text{C (K)}$	$a (47),$ кДж/кг	$t, ^\circ\text{C (K)}$	$a (47),$ кДж/кг
0(273)	0,00	130(403)	248,17	260(533)	553,75	390(663)	916,39
5(278)	8,46	135(408)	258,90	265(538)	566,65	395(668)	931,73
10(283)	17,05	140(413)	269,66	270(543)	579,60	400(673)	946,94
15(288)	25,72	145(418)	279,89	275(548)	592,67	405(678)	962,19
20(293)	34,44	150(423)	291,45	280(553)	605,83	410(683)	977,56
25(298)	43,28	155(428)	302,47	285(558)	619,07	415(688)	992,98
30(303)	52,16	160(433)	313,62	290(563)	632,39	420(693)	1008,53
35(308)	61,17	165(438)	324,80	295(568)	645,80	425(698)	1024,16
40(313)	70,26	170(443)	336,07	300(573)	659,29	430(703)	1039,83
45(318)	79,40	175(448)	347,47	305(578)	672,87	435(708)	1055,62
50(323)	88,66	180(453)	358,91	310(583)	686,53	440(713)	1071,50
55(328)	98,00	185(458)	370,47	315(588)	700,27	445(718)	1091,62
60(333)	107,38	190(463)	382,08	320(593)	714,10	450(723)	1103,47
65(338)	116,94	195(468)	393,77	325(598)	728,01	455(728)	1119,14
70(343)	126,78	200(473)	405,59	330(603)	742,00	460(733)	1135,82

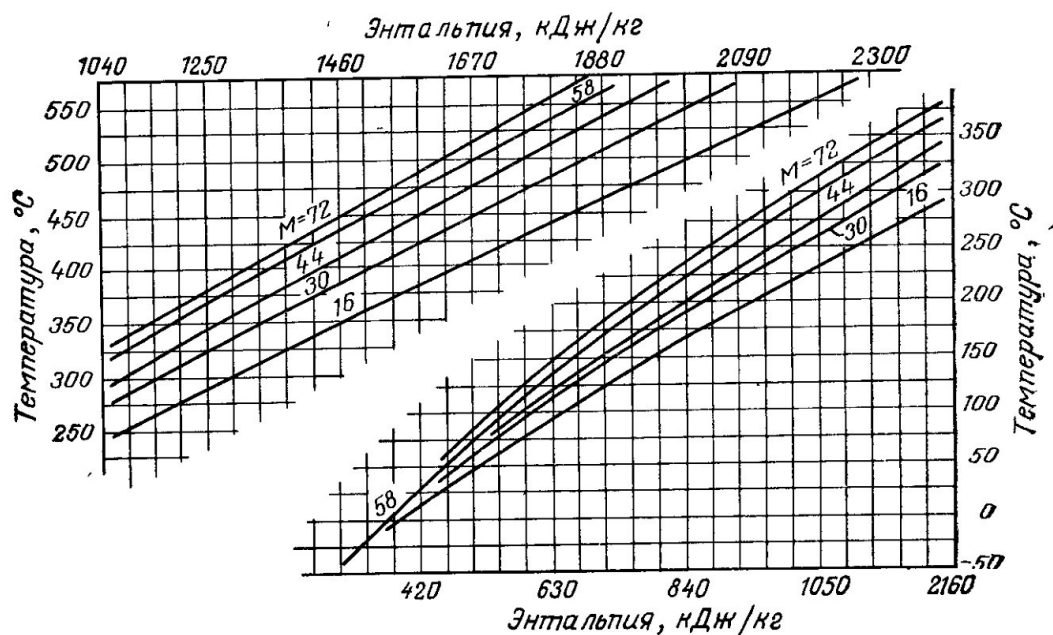
$t, ^\circ\text{C (K)}$	$a (47),$ кДж/кг	$t, ^\circ\text{C (K)}$	$a (47),$ кДж/кг	$t, ^\circ\text{C (K)}$	$a (47),$ кДж/кг	$t, ^\circ\text{C (K)}$	$a (47),$ кДж/кг
75(348)	136,30	205(478)	417,44	335(608)	756,08	465(738)	1152,08
80(353)	145,93	210(483)	429,43	340(613)	770,28	470(743)	1164,48
85(358)	155,44	215(488)	441,45	345(618)	784,53	475(748)	1184,93
90(363)	165,71	220(493)	453,60	350(623)	798,86	480(753)	1201,48
95(368)	175,72	225(498)	465,84	355(628)	813,02	485(758)	1218,11
100(373)	185,82	230(503)	478,12	360(633)	827,81	490(763)	1234,83
105(378)	196,00	235(508)	490,52	365(638)	842,39	495(768)	1251,63
110(383)	206,27	240(513)	503,00	370(643)	857,06	500(773)	1268,52
115(388)	216,62	245(518)	515,53	375(648)	871,85		
120(393)	227,05	250(523)	528,19	380(653)	886,68		
125(398)	237,57	255(528)	540,88	385(658)	901,64		

ПРИЛОЖЕНИЕ 21

ЭНТАЛЬПИЯ ПАРОВ НЕФТЕПРОДУКТОВ [величина a в формуле (49)]

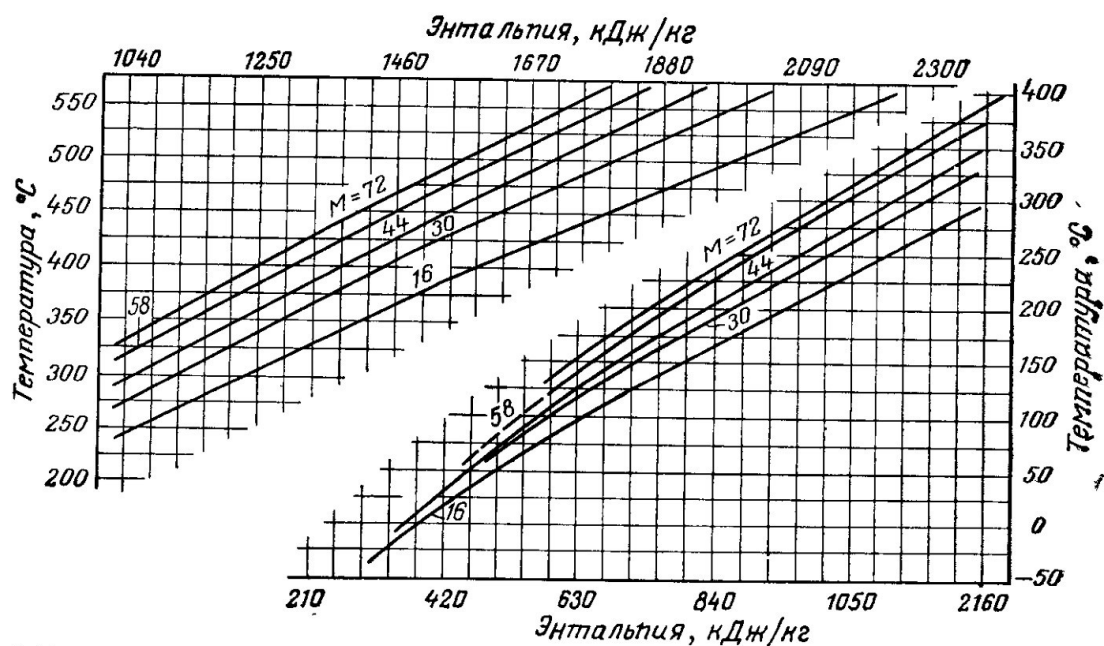
$t, ^\circ\text{C (K)}$	$a (49),$ кДж/кг	$t, ^\circ\text{C (K)}$	$a (49),$ кДж/кг	$t, ^\circ\text{C (K)}$	$a (49),$ кДж/кг	$t, ^\circ\text{C (K)}$	$a (49),$ кДж/кг
5(278)	212,54	130(403)	279,64	260(533)	268,72	390(663)	477,66
10(283)	214,94	135(408)	282,69	265(538)	372,57	395(668)	482,31
15(288)	217,33	140(413)	285,75	270(543)	376,42	400(673)	486,87
20(293)	219,72	145(418)	288,90	275(548)	380,28	405(678)	491,52
25(298)	222,11	150(423)	292,04	280(553)	384,22	410(683)	496,17
30(303)	224,58	155(428)	295,22	285(558)	388,16	415(688)	500,91
35(308)	227,05	160(433)	298,41	290(563)	392,10	420(693)	505,60
40(313)	229,52	165(438)	301,68	295(568)	396,12	425(698)	510,38
45(318)	232,08	170(443)	304,94	300(573)	400,14	430(703)	515,20
50(323)	234,64	175(448)	308,21	305(578)	404,20	435(708)	520,02
55(328)	237,23	180(453)	311,56	310(583)	408,27	440(713)	524,83
60(333)	239,83	185(458)	314,87	315(588)	412,42	445(718)	529,74
65(338)	242,51	190(463)	318,27	320(593)	416,56	450(723)	534,64
70(343)	245,19	195(468)	321,66	325(598)	420,71	455(728)	539,58
75(348)	247,88	200(473)	325,14	330(603)	425,15	460(733)	542,43
80(353)	250,64	205(478)	328,62	335(608)	429,18	465(738)	549,56
85(358)	253,41	210(483)	332,09	340(613)	433,41	470(743)	554,54
90(363)	256,17	215(488)	335,66	345(618)	437,72	475(748)	559,61
95(368)	259,02	220(493)	339,22	350(623)	442,04	480(753)	564,68
100(373)	261,87	225(498)	342,78	355(628)	446,40	485(758)	569,79
105(378)	264,76	230(503)	346,38	360(633)	450,76	490(763)	574,95
110(383)	267,65	235(508)	350,07	365(638)	455,20	495(768)	580,14
115(388)	270,63	240(513)	353,71	370(643)	459,60	500(773)	585,34
120(393)	273,60	245(518)	357,44	375(648)	464,08		
125(398)	276,58	250(523)	361,17	380(653)	468,60		
		255(528)	364,94	385(658)	473,13		

ПРИЛОЖЕНИЕ 22



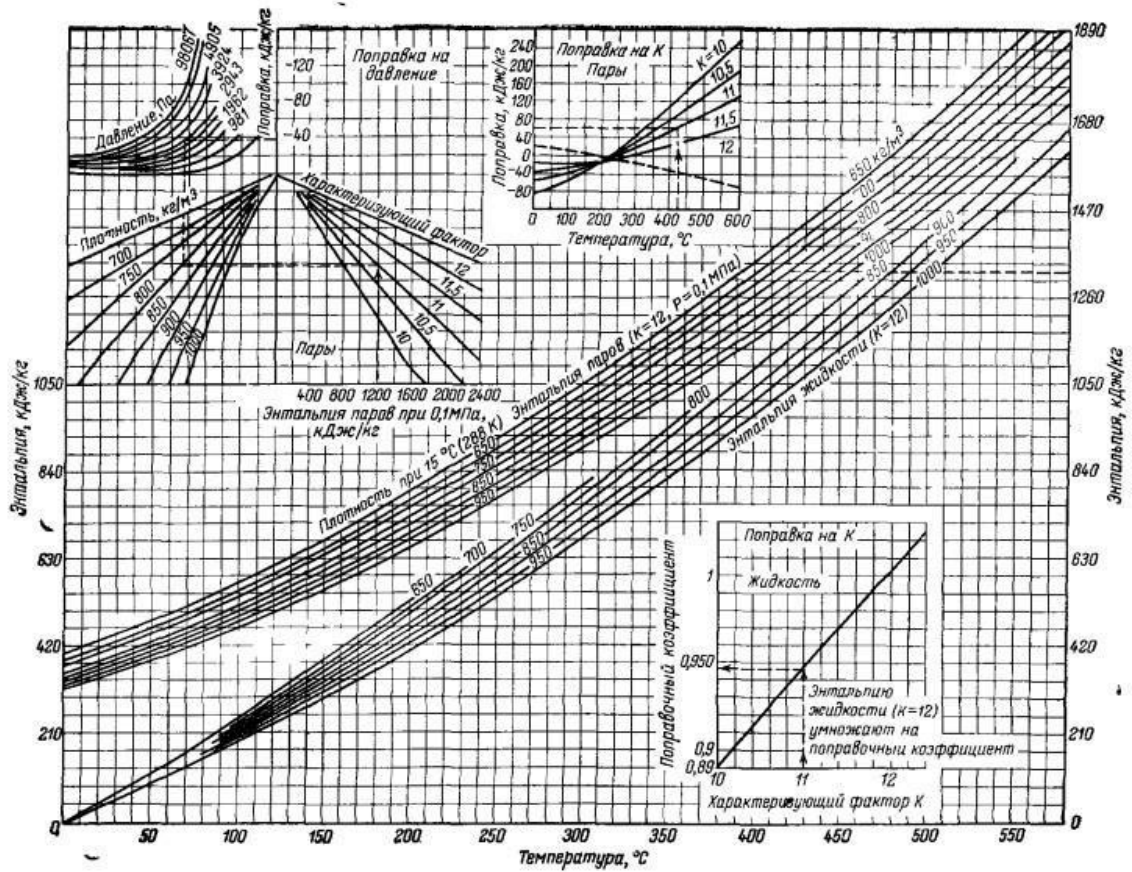
ЗАВИСИМОСТЬ ЭНТАЛЬПИИ ПАРОВ НЕФТЕПРОДУКТОВ ОТ ТЕМПЕРАТУРЫ ПРИ АТМОСФЕРНОМ ДАВЛЕНИИ.

ПРИЛОЖЕНИЕ 23



ЗАВИСИМОСТЬ ЭНТАЛЬПИИ ПАРОВ НЕФТЕПРОДУКТОВ ОТ ТЕМПЕРАТУРЫ ПРИ ДАВЛЕНИИ 0,685 МПа.

ПРИЛОЖЕНИЕ 27.



НОМОГРАММА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭНТАЛЬПИИ НЕФТЯНЫХ ПАРОВ И ЖИДКОСТЕЙ.

ПРИЛОЖЕНИЕ 29

ЭНТАЛЬПИЯ И ТЕПЛОЕМОСТЬ ПЕРЕГРЕТОГО ВОДЯНОГО ПАРА

Давление, 10 ⁵ Па	Температура кипения, °С	Энтальпия, кДж/кг				Средняя теплоемкость, кДж/(кг·К)					
		насыщен- ного пара	при 100 °С	при 200 °С	при 300 °С	при 400 °С	до 100 °С	до 200 °С	до 300 °С	до 400 °С	до 500 °С
0,05	32,55	2562	2690,0	2881,8	3078,8	3282,4	1,9060	1,9148	1,9693	2,0363	2,1033
0,10	45,45	2588	2689,9	2881,4	3078,7	3282,4	1,9190	1,9149	1,9734	2,0364	2,1033
0,20	59,67	2610	2688,7	2881,0	3078,6	3282,3	1,9831	1,9232	1,9776	2,0364	2,1033
0,30	68,68	2626	2687,4	2880,6	3078,3	3282,2	1,9625	1,9315	1,9777	2,0365	2,1033
0,40	75,42	2638	2686,2	2880,2	3078,3	3282,0	1,9734	1,9399	1,9818	2,0366	2,1033
0,50	80,86	2643	2684,9	2879,3	3077,9	3282,0	2,0153	1,9441	1,9860	2,0405	2,1033
0,60	85,45	2654	2683,2	2878,9	3077,6	3282,0	2,0320	1,9567	1,9861	2,0447	2,1033
0,70	89,45	2661	2682,4	2878,5	3077,5	3281,6	2,0321	1,9609	1,9902	2,0405	2,1075
0,80	92,99	2666	2681,1	2878,1	3077,1	3281,5	2,0900	1,9693	1,9903	2,0447	2,1075
0,90	96,18	2671	2679,5	2877,2	3076,7	3281,2	2,0901	1,9776	1,9944	2,0448	2,1075
1,00	99,09	2676	—	2876,9	3076,6	3281,1	2,0905	1,9860	1,9986	2,0449	2,1075
1,50	110,79	2694	—	2874,3	3075,0	3280,3	—	2,0112	2,0070	2,0531	2,1117
2,00	119,62	2708	—	2871,8	3074,2	3279,5	—	2,0237	2,0237	2,0531	2,1159
2,50	126,79	2718	—	2869,3	3072,5	3278,6	—	2,0656	2,0321	2,0614	2,1201
3,00	132,88	2726	—	2866,7	3071,2	3278,2	—	2,1033	2,0447	2,0698	2,1201
4,00	142,92	2739	—	2862,6	3068,7	3276,5	—	2,1494	2,0614	2,0782	2,1243
5,00	151,11	2749	—	2856,3	3066,2	3274,9	—	2,1788	2,1369	2,0866	2,1285
6,00	158,08	2758	—	2851,7	3063,7	3273,2	—	2,2332	2,1201	2,0950	2,1369
7,00	164,17	2765	—	2847,1	3060,7	3271,9	—	2,2877	2,1369	2,1117	2,1369
8,00	169,61	2770	—	2841,6	3058,2	3270,2	—	2,3464	2,1662	2,1201	2,1452
9,00	174,53	2775	—	2835,7	3055,7	3268,6	—	2,3841	2,1997	2,1285	2,1536
10,00	179,04	2779	—	2829,9	3052,8	3266,9	—	2,4218	2,2290	2,1410	2,1578

ПАРАМЕТРЫ НАСЫЩЕННОГО ВОДЯНОГО ПАРА

Давление, 10 ⁵ Па	Температура, °С	Удельный объем, м ³ /кг	Энтальпия, кДж/кг		Теплота испарения, кДж/кг
			жидкости	пара	
0,01	6,70	131,6	28,19	2514,8	2486,7
0,015	12,74	89,6	53,54	2526,1	2472,5
0,020	17,20	68,3	72,27	2534,5	2462,0
0,025	20,78	55,27	87,23	2540,8	2453,6
0,030	23,77	46,52	99,76	2546,6	2446,9
0,040	28,64	35,46	120,12	2555,0	2434,3
0,050	32,55	28,72	136,46	2562,1	2425,5
0,060	35,82	24,19	150,12	2568,0	2418,0
0,080	41,16	18,45	172,46	2577,6	2405,0
0,100	45,45	14,95	190,43	2585,2	2395,0
0,120	49,05	12,59	205,51	2591,9	2386,2
0,150	53,60	10,20	224,54	2599,8	2375,3
0,20	59,67	7,789	249,93	2610,7	2360,6
0,30	68,68	5,324	287,68	2626,2	2464,1
0,40	75,42	4,066	315,96	2637,6	2321,6
0,50	80,86	3,299	338,80	2646,4	2307,4
0,60	85,45	2,782	358,11	2652,2	2296,1
0,70	89,45	2,408	374,96	2661,0	2286,0
0,80	92,99	2,125	389,87	2666,5	2276,4
0,90	96,18	1,903	403,32	2671,5	2268,0
1,0	99,09	1,725	386,27	2676,5	2258,4
1,2	104,25	1,455	435,76	2684,5	2247,0
1,4	108,74	1,259	456,37	2691,2	2234,9
1,6	112,73	1,111	473,26	2697,2	2224,0
1,8	116,33	0,995	488,55	2702,9	2214,4
2,0	119,62	0,9018	502,54	2707,9	2205,6
3,0	132,88	0,6169	558,94	2726,4	2167,4
4,0	142,92	0,4709	602,10	2739,8	2137,7
5,0	151,11	0,3817	637,29	2749,8	2112,1
6,0	158,08	0,3214	667,46	2758,2	2090,3
7,0	164,17	0,2778	694,28	2764,9	2070,6
8,0	169,61	0,2448	718,16	2770,4	2052,6
9,0	174,53	0,2189	739,53	2775,0	2035,5
10	179,04	0,1980	759,64	2779,2	2019,9
11	183,20	0,1808	778,08	2782,5	2004,4
12	187,08	0,1663	795,26	2785,9	1990,6
13	190,71	0,1540	811,18	2788,8	1977,6
14	194,13	0,1434	826,68	2791,3	1964,6
15	197,36	0,1342	840,90	2793,4	1952,1
16	200,43	0,1261	854,76	2795,1	1940,3
17	203,35	0,1189	867,33	2796,8	1928,6
18	206,14	0,1125	880,73	2798,0	1917,3
19	208,81	0,1067	892,88	2799,7	1906,8
20	211,38	0,1015	904,62	2801,0	1896,3
30	232,76	0,06797	1003,92	2803,1	1801,7
40	249,18	0,05077	1082,69	2805,6	1720,4

Массовый, объемный и мольный состав Смесь, состоящая из двух и более компонентов, характеризуется, а свойствами и содержанием этих компонентов. Состав смеси может быть задан массой, объёмом, числом молей отдельных компонентов, а также значениями их концентраций. Концентрацию компонента в смеси можно выразить в массовых,

Выводы(Conclusions) :

Работа посвящена аналитическим и графическим методам определения и пересчета различных характеристик нефтей и нефтепродуктов: относительной плотности, молекулярной массы, давления насыщенных паров, вязкости, тепловых свойств и компонентного состава. Все эти расчёты рассчитано с помощью программного обеспечения Маткад (Mathcad)

Список литературы

1. **Гусев, В. И.** Нефть и нефтепродукты: физико-химические свойства и технологии переработки. — М.: Химия, 2000. — 472 с.
2. **Тимофеев, Н. И.** Химия нефти и газа. — М.: Государственное научное издательство химической литературы, 2002. — 530 с.
3. **Шпаков, В. В.** Теоретические основы переработки нефти и газа. — М.: Наука, 1996. — 624 с. 4. **Семенов, В. М.** Физика и химия нефтехимических процессов. — М.: Химия, 2004. — 560 с.
5. **Бенашвили, С. А., Рахманов, А. М.** Оценка качества нефти и нефтепродуктов. — М.: Недра, 2001. — 320 с.
6. **Дьяконова, В. В.** Теория и практика расчета физико-химических свойств углеводородных систем. — М.: Издательство МГУ, 2015. — 450 с.
7. **Кудрявцев, И. А.** Химия и технологии нефтехимических продуктов. — СПб.: Политехника, 2010. — 520 с.
8. **Mathcad. Ручное руководство пользователя.** Пособие по расчетам с Mathcad. — М.: Лаборатория Базовых знаний, 2018. — 270 с.
9. **Лукин, С. В.** Использование Mathcad в расчетах нефтехимических процессов. — М.: Наука и технологии, 2009. — 184 с.
10. **Сидоров, В. С.** Методы вычислений и моделирования в химической инженерии. — М.: Научное издательство, 2012. — 298 с.
11. **Stewart, R. M.** *Chemical Engineering Design: Principles, Practice and Economics of Plant and Process Design.* — 3rd ed. — London: Elsevier, 2008.
12. **Perry, R. H., Green, D. W.** *Perry's Chemical Engineers' Handbook.* — 8th ed. — New York: McGraw-Hill, 2008.