

Казанский Федеральный Университет.

Кафедра технологии нефти, газа и углеродных материалов

Kazan Federal University.

Department of oil & gas technology and carbon materials

**Учебное пособие. Серия: Процессы и аппараты нефте- и газохимической
переработки**

**Расчетные методы определения физико-химических свойств и состава
нефтей и нефтепродуктов**

**Study guide. Series: Processes and devices of oil and gas chemical processing
Calculation methods for determining the physico-chemical properties and
composition of oils and petroleum products.**

Рахматов Сардор Шавкат угли, Rakhmatov Sardor Shavkat ugli ¹

Кемалов Руслан Алимович, Kemalov Ruslan Alimovich ²

Кемалов Алим Фейзрахманович, Kemalov Alim Feizrahmanovich ³

Валиев Динар Зиннурович, Valiev Dinar Zinnurovich ⁴

магистрант кафедры технологии нефти, газа и углеродных материалов¹

кандидат технических наук, доцент кафедры технологии нефти, газа и углеродных
материалов, Член Экспертного совета Российского газового общества (РГО),

и.о. руководителя группы «Водородная и альтернативная РГО, профессор РАЕ²

заведующий кафедрой технологии нефти, газа и углеродных материалов ²

старший преподаватель кафедры технологии нефти, газа и углеродных материалов³

Казань, Россия

УДК 553.9. Шифр научной специальности ВАК: 1.4.12. «Нефтехимия»

E-mail: Rakhmatov2602@mail.ru¹, kemalov@mail.ru², alim.kemalov@mail.ru³, valievdz@bk.ru⁴

Аннотация: Цель данной работы: рассчитать физико-химические свойства и нефти и нефтепродуктов по учебнику: Примеры и задачи по технологии переработки нефти и газа. -второе изд., пер. и доп.–М., ХИМИЯ,1980.-256 с. А.Г. Сарданашвили, А.И. Львова. 7-39 стр. Задачи данной работы: 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.

Abstract: The purpose of this work: to calculate the physical and chemical properties of both oil and oil products according to the textbook: Examples and tasks for the technology of oil and gas processing.-second ed., trans. and additional–M.,CHEMISTRY, 1980.-256 p. A.G. Sardanashvili, A.I. Lvova. 7-39 pp. Objectives of this paper: Characteristic boiling points of petroleum fractions, Characteristic factor, Density, Molecular weight, Saturated vapor pressure, Critical parameters and reduced constants, Compressibility factor, Fugacity, Viscosity, Thermal properties, Mass, volume and molar composition.

Ключевые слова: нефть нефтепродукт молекулярная масса вязкость давление температура объем энтальпия

Keywords: oil petroleum product molecular weight viscosity pressure temperature volume enthalpy

1 Введение(Introduction)

Нефть-добываемая из недр земли горючая маслянистая жидкость красно-коричневого, иногда почти черного цвета; является сложной смесью углеводородов с примесью их кислород-, серо-, азотсодержащих и иных производных. В течение многих столетий нефть использовали в качестве лечебного средства, топлива и осветительного материала.

1745 г. в России был построен первый нефтеперегонный завод более широкое промышленное значение нефть приобрела в начале XX в., когда в 1823г. Крепостные крестьяне братья Дубинины построили в Моздоке завод для превращения «черной» нефти в «белую» путем перегонки. Получаемый при этом дистиллят (фотоген) был впоследствии назван керосином.

Нефть представляет собой смесь большого числа различных химических соединений углеводородов и их серо-, азот-, кислород-, металлосодержащих и других производных

В нефтях СССР содержится (в % масс. на нефть): 82,6--87,1 углерода, 11,1-15,0 водорода, от следов до 0,9 кислорода, 3,5 серы и 0,4 азота. В некоторых нефтях содержание кислорода, серы и азота достигает соответственно 2,1; 8 и 0,93%. Кроме того, в нефтях, особенно большой плотности, содержатся соединения с тяжелыми металлами (Fe, Ni, V и др.).

Определить индивидуальный химический состав нефти практически невозможно, поэтому ограничиваются определением группового химического состава, т. е. отдельных групп и рядов углеводородов. Для газов и более легких нефтяных фракций удается определять индивидуальный химический состав.

Основным компонентом нефти являются углеводороды, которые различаются содержанием углерода и водорода в молекуле, а также ее строением. Углеводороды нефти относятся к следующим группам, или рядам:

парафиновые (насыщенные, алканы),
нафтеновые (цикланы),
ароматические(арены).

В нефтях обычно преобладают парафиновые и нафтеновые углеводороды. В процессе переработки нефти образуются также олефиновые и диолефиновые (непредельные, ненасыщенные) углеводороды. Преобладание той или иной группы углеводородов в природной нефти или нефтепродуктах, а также присутствие в них серо-, азот-и кислородсодержащих соединений придает этим продуктам специфические свойства.[1]

Introduction

Oil is a combustible oily liquid of red-brown, sometimes almost black, extracted from the bowels of the earth; is a fragile mixture of hydrocarbons with an admixture of their oxygen-, sulfur-, nitrogen-containing and other derivatives. For centuries, oil has been used as a medicine, fuel, and lighting material.

In 1745, the first oil refinery was built in Russia. Oil gained wider industrial importance at the beginning of the 20th century, when in 1823 the Dubinin brothers, serfs, built a plant in Mozdok to turn "black" oil into "white" oil by distillation. There sulting distillate (photogen) was subsequently named kerosene.

Oil is a mixture of a large number of different chemical compounds of hydrocarbons and their sulfur-, nitrogen-, oxygen-, metal-containing and other derivatives.

The oils of the USSR contain (in wt. % of oil): 82.6--87.1 carbon, 11.1-15.0hydrogen, from traces to 0.9 oxygen,3.5 sulfur and 0.4 nitrogen. In some oils, the content of oxygen, sulfur and nitrogen reaches 2.1, respectively; 8 and 0.93%. In addition, oils, especially those of high density, contain compounds with heavy metals(Fe, Ni, V, etc.). It is practically impossible to determine the individual chemical composition of oil, therefore, they are limited to determining the group chemical composition, i.e., individual groups and series of hydrocarbons. For gases and lighter oil fractions, it is possible to determine the individual chemical composition.

The main component of oil are hydrocarbons, which differ in the content of carbon and hydrogen in the molecule, as well as its structure. Oil hydrocarbons belong

Цель работы – изучение физико-химических свойств нефти и состав нефти и нефтепродуктов.

Задачи работы

1. Найти и выбрать нефтяные месторождения и найти начальные данные.
2. Изучить литературу Сарданашвили с 7 по 39 страницы.
3. Решать данные по пособию Сарданашвили с 7 по 39 страницы.
4. Построить графики ОИ и ИТК по данным.

2 Технологический раздел (Technology section)

1. Технологический раздел.

1.1 Характеристические точки кипения нефтяных фракций

Поскольку нефть и ее компоненты являются сложной смесью из различных углеводородов и их соединений, нефтяные фракции выкипают не при фиксированных температурах, а в интервале температур. В связи этого при расчетах используют понятие средней температуры. В зависимости от способа усреднения различают следующие температуры: среднее – объемную ($t_{cp. об.}$), среднее – молекулярную ($t_{cp. мол}$), среднее – массовую ($t_{cp. масс}$), среднее – кубическую ($t_{cp. куб}$) и среднее – усредненную ($t_{cp. уср}$).

Данные значения мы находили из уравнений которые написаны в пособии Сарданашвили

— среднее – объемная температура кипения - 204, 545

— среднее – массовая температура кипения - 210, 545

— среднее – молекулярная температура кипения - 184, 545

— среднее – кубическая температура кипения - 200, 545

Вывод в данном разделе. мы рассмотрели и рассчитали важные для нас температурные значения которые необходимы в дальнейшем отчете поскольку нефть и ее компоненты являются сложной смесью из различных углеводородов и их соединений, нефтяные фракции выкипают не при фиксированных температурах, а в интервале температур.

1.2 Характеристический фактор

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

$$K = \frac{1,2251 \sqrt[3]{T_{\text{ср.уср}}}}{d_4^{20} + 0,0092}$$

где $T_{\text{ср.уср}}$ – средне-усредненная температура кипения, K ; d_4^{20} – относительная плотность нефтепродуктов.

d_4^{20} – относительная плотность нефтепродуктов определяли по приложению 1

d_4^{20} – 20 температура воды 4 температура нефти.

По уравнению определили K которая получилась 8,558.

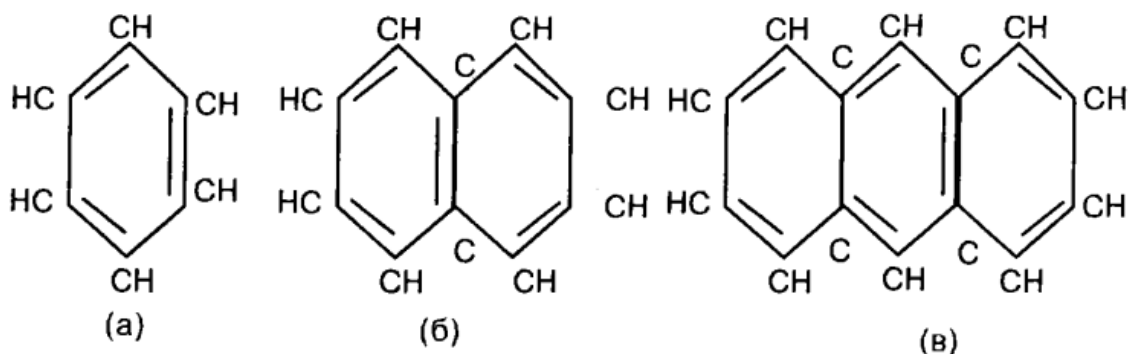
После того как мы узнали K мы можем определить природу нефти по этим данным.

Для парафинистых нефтепродуктов $K = 12,5 \div 13$, для нефтено – ароматических $K = 10 \div 11$, для ароматизированных $K = 10$ и менее, для крекинг – бензина $K = 11,5 \div 11,8$.

По данным мы определили, что нефть выбранная мной является ароматизированным.

Ароматические углеводороды (арены)

Они относятся к циклическим углеводородам и, в отличие от нафтеновых, содержат в каждом цикле три двойные связи. В нефтях содержатся арены с числом циклов от 1 до 4. Арены, содержащиеся в бензинах, являются гомологами бензола (а); в керосинах и дизельных топливах, кроме гомологов бензола, содержатся производные (гомологи) нафталина (б), а в маслах – гомологи нафталина и антрацена (в).



В соответствии с современными экологическими требованиями количество ароматических углеводородов, особенно бензола, в бензинах резко ограничено; они снижают качество реактивных и дизельных топлив, ухудшая характеристики их сгорания. Но в маслах гомологи бензола с длинными боковыми изопарафиновыми цепями являются весьма желательными компонентами (и нежелательными — арены без боковых цепей и полициклические). Кроме присутствия в качестве компонентов в различных нефтепродуктах, ароматические углеводороды, в силу их высокой растворяющей способности по отношению к органическим веществам, применяют как растворители, а также в производстве взрывчатых веществ и в нефтехимическом синтезе.

Вывод: в этом разделе мы рассчитали характеристический фактор, по которому мы определили природы нашей нефти и его парафинистость.

1.3 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 определенных температурах, обозначают относительную плотность $d_{t_1}^{t_2}$, где t_1 — температура воды, °С; t_2 — температура нефтепродукта, °С. В СССР $t_1 = 4^\circ\text{C}$, $t_2 = 20^\circ\text{C}$.

Относительная 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

Плотность нефтепродуктов возрастает с увеличением их молекулярной массы (температуры кипения) и уменьшается для одного и того же нефтепродукта (или нефти) с повышением его температуры. Для определения плотностей нефтей и нефтепродуктов при температуре t пользуются линейным законом Д.И. Менделеева по формуле:

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

$$d_4^t = d_4^{20} - \alpha(t - 20)$$

где d_4^{20} - относительная плотность нефтепродукта при 20°C ; d_4^t - относительная плотность при заданной температуре; α - средняя температурная поправка на один градус.

Среднюю температурную поправку мы нашли в приложении 2

d_4^t - получилось 0,701

Дальше мы определили плотность смеси, которая получилась 0,82

— объемным процентам компонентов

$$100d_{см} = \sum_1^n V_i d_{4i}^{20}$$

По этой формуле мы вычислили V_i - 16.094

- массам компонентов

$$\frac{G}{d_{см}} = \sum_1^n \frac{G_1}{d_{4i}^{20}}$$

Отсюда мы вычислили G - 16.097.

Относительная плотность газа равна отношению массы m газа занимающего объем V при тех же температурах и давлений, то есть G/Vt которая вышла 0,999.

В тех же условиях масса 22,414 мл воздуха составляет 28,9 г, откуда относительная плотность газа или относительно воздуха равна

$$d = \frac{M}{28,9}$$

Откуда мы нашли $M = 28,611$.

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

При абсолютной температуре T (К) и давлении P (10^5 Па) плотность газа (в кг/м^3) может быть найдена по формуле

$$\rho = 1,277$$

При абсолютной температуре T (К) и давлении P (10^5 Па) плотность газа (в кг/м^3) может быть найдена по формуле

$$\rho_r = \rho \frac{273}{t + 273} P$$

$$\rho_r = 1,182$$

Вывод: в этом разделе мы изучили и рассчитали разные плотности при разных случаях так же мы рассчитали плотность смеси, которые необходимы в дальнейшем расчете.

1.4 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 нефтяных фракций тем выше ее температура кипения Учитывая эту зависимость Б.М Воинов предложил формулу по которой я рассчитал Молекулярную массу Эгейсон улучшил эту формулу введя характеризующий фактор K с которой я вычислил молекулярную массу

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

$$M = 119,488$$

K находим по формуле 6 в начале.

Дальше зная каждый компонент нефти, определяем среднюю молекулярную массу смеси по формуле

$$M_{\text{ср}} = \sum_1^n x_i M_i$$

$$M_{\text{ср}} = \frac{m_1 + m_2 + \dots + m_n}{\frac{m_1}{M_1} + \frac{m_2}{M_2} + \dots + \frac{m_n}{M_n}}$$

$$M_{\text{ср}} = 15,85$$

Вывод: В данном разделе мы рассмотрели и рассчитали молекулярную массу нефти и среднюю молекулярную массу смеси той нефти которую я выбрал. Так получаем $M = 119,488$ и $M_{\text{ср}} = 15,85$.

1.5 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 только от температуры. Для смесей и таких продуктов как нефть и нефтепродукты давление насыщенных паров зависит не только от температуры но и представляет большие трудности. Однако для узких нефтяных фракций выкипающих при узком интервале температур без заметного изменения состава фаз можно с известной степенью приближения считать однозначной зависимость давления насыщенных паров от температуры.

В системе СИ давление измеряется в паскалях Па.

При изучении фракционного состава нефтей и проведения технологических расчетов аппаратуры приходится пересчитывать давление насыщенных паров при одной температуры на давление при другой, а также температуру кипения нефтяных фракций от одного давления к другому.

$$\lg(P - 3158) = 7,6715 - \frac{2,68f(T)}{f(T_0)}$$

Для расчета давления насыщенных паров пользуемся формулой Ашворта.

$$\lg(P - 3158) = 7,6715 - \frac{2,68f(T)}{f(T_0)}$$

Для расчета давления насыщенных паров сперва определяем сперва функцию температуры

$$f(T) = \frac{1250}{\sqrt{T^2 + 108000} - 307,6} - 1$$

Для нахождения $f(T_0)$ пользуемся приложением 9 для температуры 70 С до 260 С.

Подставим найденные значения в формулу

$$\lg(P - 3158) = 7,6715 - \frac{2,68f(T)}{f(T_0)}$$

Из этой формулы выражаем P давление P-642039,4

Для определения узких нефтяных паров применяем формулу

$$P_{38} = 6 + 23,3\Delta\text{фр кПа}$$

Но сперва находим

$$\Delta\text{фр} = \frac{t_{95\%} - t_{н.к}}{t_{н.к} t_{50} t_{95}} 10^4$$

Для товарных нефтей $\Delta\text{фр}$ 1,5-2,5

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

Дальше подставляем в формулу P_{38}

$$P_{38} = 52,6$$

Вывод: в этом разделе мы изучили и рассчитали давление насыщенных паров и так же давление для светлых нефтяных фракций.

1.6 Критические параметры и приведенные параметры

Критическая температура, при которой нефть может находиться только в газообразном состоянии.

Критическое давление — это давление насыщенных паров при критической температуре.

Критический объем — это объем при критическом давлении и при критической температуре.

Критическое давление и температура отдельных углеводородов определяется экспериментально. Приблизительно критические температуры и давления нефтяной фракции и газов можно определить по графикам 2-4 в зависимости от температуры плотности и молекулярной массы.

Критические параметры T и Π можно определить по эмпирическим формулам

$$T_{кр} = 355,1 + 0,97a - 0,00049a^2$$

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

Значения a и K мы определяли ранее по формуле

$$T_{кр} - 355,101$$

$$\Pi_{кр} - 19,911$$

Приведенной температурой T является отношение $T_{кр}$ к температуре вещества

$$T_{пр} = \frac{T}{T_{кр}}$$

$$T_{пр} - 0,52$$

Приведенным давлением называют отношение критического давления к давлению вещества

$$P_{пр} = \frac{\Pi}{P_{кр}}$$

$$\Pi_{пр} - 4,298$$

Вывод: в этом разделе мы нашли критические температуры давление и так же рассчитали приведенные температуры и давления.

1.7 Коэффициент сжимаемости

При относительно высоких температурах и небольших давлениях реальные газы ведут себя почти так же, как идеальные. С повышением давления и понижением температуры в уравнения описывающие их поведения приходится вводить разные поправочные значения. Так необходимо вводить поправочный коэффициент в уравнения при расчете объема паров константы фазового равновесия и теплоемкости Этот коэффициент получил название *коэффициента фактора сжимаемости*.

Коэффициент сжимаемости зависит от приведенных температур

$$Z = f(T_{пр}, P_{пр})$$

Так же коэффициент можно определить по графику 7

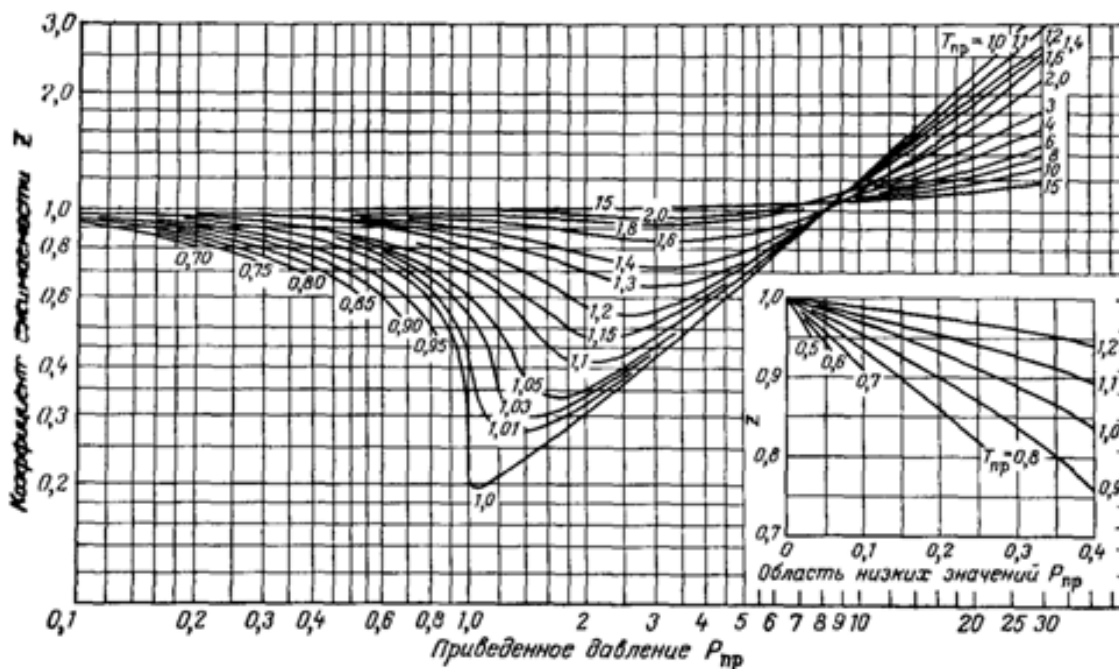


Рис. 7. График для определения коэффициента сжимаемости Z .

Коэффициент сжимаемости зависит от природы вещества, температуры, давления и может быть найден экспериментально или при помощи графиков [1—5]. Зная приведенные значения давления ($P_{пр}$) и температуры ($T_{пр}$), можно найти Z по графику (рис. 7). Для идеальных газов $Z=1$. При определении коэффициента По правилу адативности можно использовать формулу

$$T_{п.кр} = \sum y_i T_{кр_i} \quad P_{п.кр} = \sum y_i P_{кр_i}$$

где y_i — мольная доля компонентов смеси.

Вывод по графику 7 мы определили коэффициент сжимаемости $Z = 0.9$

1.8 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.



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

Для равновесной системы, согласно законам Рауля и Дальтона,

Для равновесной системы согласно законам Рауля и Дальтона

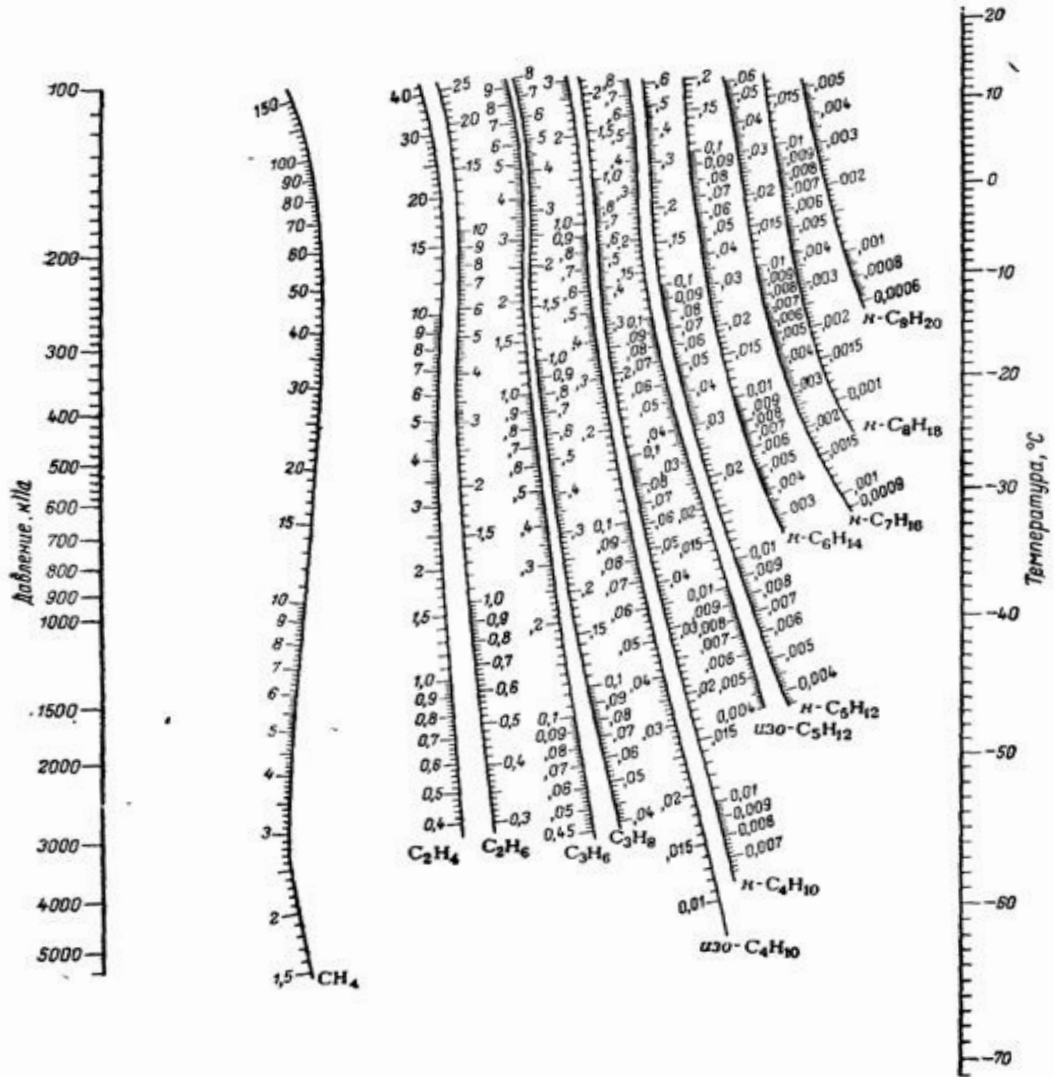
$$Px' = Py'$$

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

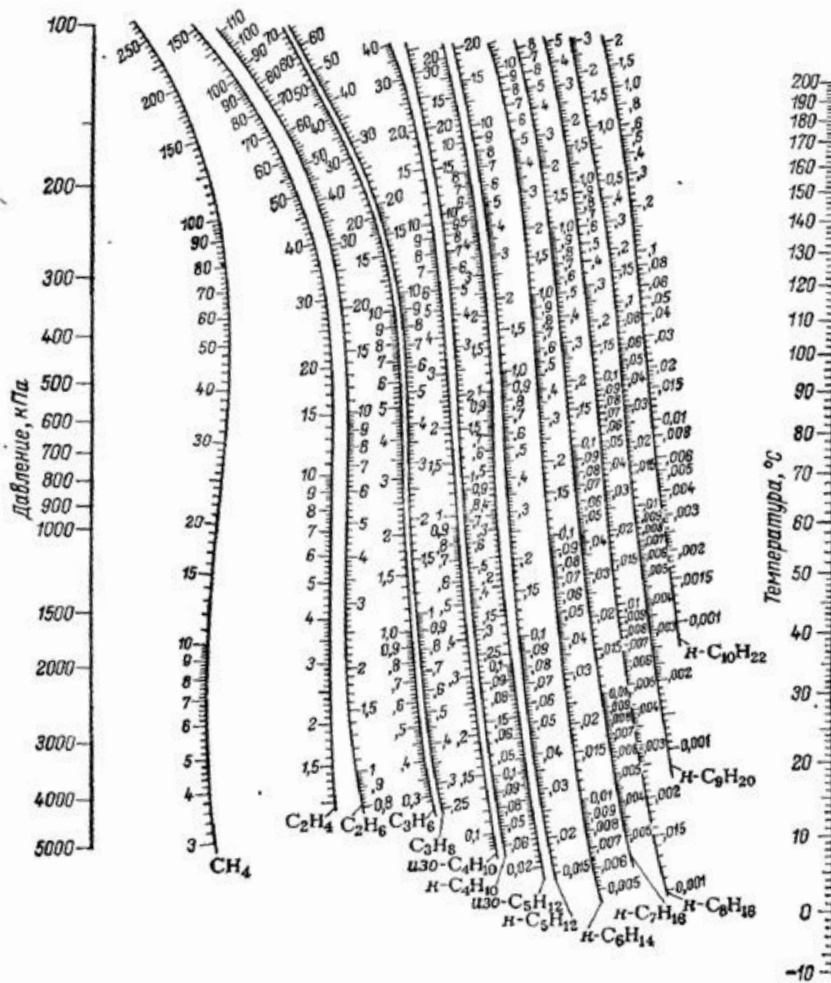
где P — давление насыщенных паров чистого компонента, Па; x' — мольная концентрация компонента в жидкой фазе, %, мол; Π — давление в системе, Па; y' — мольная концентрация компонента в паровой фазе, %, мол; k — константа фазового равновесия (Приложения 10 и 11).

По приложению 10 и 11 откуда я нашел x и y

$$\begin{aligned} x_1 &:= 150 & x_2 &:= 40 & x_3 &:= 25 & x_4 &:= 8 & x_5 &:= 8 & x_6 &:= 6 \\ y_1 &:= 250 & y_2 &:= 150 & y_3 &:= 110 & y_4 &:= 60 & y_5 &:= 40 & y_6 &:= 20 \end{aligned}$$



НОМОГРАММА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОНСТАНТ ФАЗОВОГО РАВНОВЕСИЯ k УГЛЕВОДОРОДОВ ПРИ НИЗКИХ ТЕМПЕРАТУРАХ.



НОМОГРАММА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОНСТАНТ ФАЗОВОГО РАВНОВЕСИЯ k УГЛЕВОДОРОДОВ ПРИ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУРАХ.

Дальше находим x и y для смеси

$$X_{см} = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_6 = 237$$

$$Y_{см} = y_1 + y_2 + y_3 + y_4 + y_5 + y_6 = 630$$

а константа фазового равновесия равна

$$k = \frac{f_{i,P}^{жк}}{f_{i,P}^{н}}$$

$Y_{см}/X_{см} = 2,658$ константа фазового равновесия

Фугитивность характеризует степень отклонения свойств реального газа от отдельного газа 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 то же значение что и давление. Отношение фугитивности к давлению называется коэффициентом активности.

$$\gamma = \frac{f}{P}$$

Для идеального газа $\gamma = 1$

Дальше по графику 9 я определил коэффициент активности

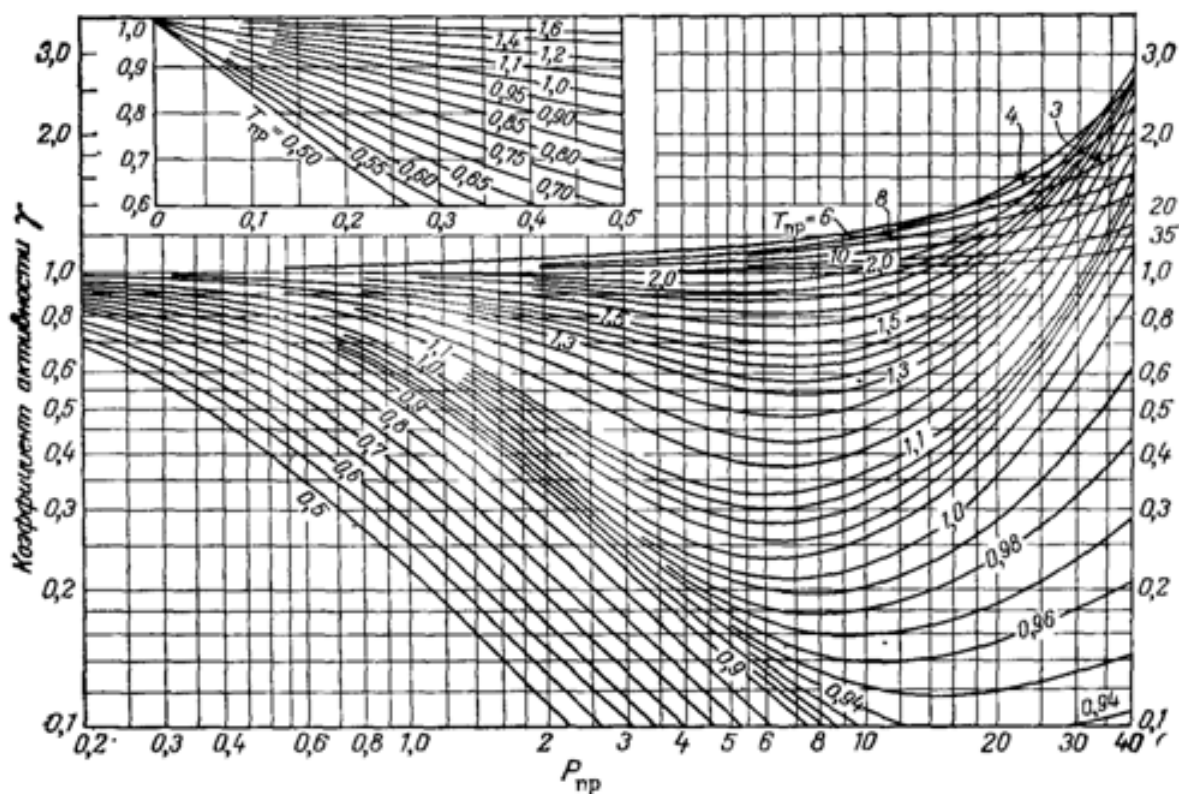


Рис. 9. График для определения коэффициента активности γ при известных приведенных температуре и давлении.

Отсюда находим f

$$\gamma = \frac{f}{P}$$

$$f = 5,807 \cdot 10^5$$

Вывод: в этом разделе рассчитываем фугитивность и находили такие значения как коэффициент активности и так же нашли константу фазового равновесия

1.9 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 так же динамической вязкостью. Коэффициент динамической μ 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). Нефтепереработке наиболее широко пользуется понятием кинематической вязкости.

Кинематической вязкостью ν называется отношение динамической вязкости к плотности данной жидкости или газа при той же температуре

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

Вязкость — один из важнейших показателей качества нефтепродуктов. Она характеризует прокачиваемость топлив в двигателях внутреннего сгорания, поведение смазочных масел в механизмах.

Вязкость, или внутреннее трение, — это свойство вещества сопротивляться перемещению его частиц под воздействием внешней силы. Различают динамическую, кинематическую и условную вязкость.

Динамическая вязкость (η) измеряется в Па·с.

Следовательно, в СИ единицей измерения кинематической вязкости является

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

Значение для каждого компонента газа нашел по пособию: «Таблицы физических величин. Справочник под редакцией акад. И.К. Кикоина, «Физические величины. Справочник А.П. Бабичев Н.А. Бабушкина А.М. Братковский и др.».

Температура, °С	Азот N ₂	Окись азота NO	Закись азота N ₂ O	Аммиак NH ₃	Аргон Ar	Водород H ₂	Водяной пар H ₂ O	Воздух	Гелий He	Кислород O ₂	Криптон Kr	Ксенон Xe	Метан CH ₄	Неон Ne	Сернистый газ SO ₂	Углекислый газ CO ₂	Окись углерода CO	Этан C ₂ H ₆	Этилен C ₂ H ₄
-220	—	—	—	—	470	—	—	—	640	—	—	—	—	858	—	—	—	—	—
-210	—	—	—	—	550	—	—	—	716	—	—	—	—	1008	—	—	—	—	—
-200	—	—	—	—	630	332	—	520	790	—	—	—	—	1149	—	—	—	—	—
-190	—	—	—	—	710	367	—	—	862	635	—	—	—	1280	—	—	—	—	—
-180	650	—	—	—	790	399	—	663	930	710	—	—	—	1400	—	—	—	—	—
-170	718	—	—	—	870	430	—	730	995	785	—	—	—	1510	—	—	—	—	—
-160	783	—	—	—	950	460	—	800	1055	860	—	—	—	1615	—	—	—	—	—
-150	846	860	—	—	1025	488	—	860	1117	935	—	—	—	1720	—	—	—	—	—
-140	907	930	—	—	1105	516	—	922	1176	1010	—	—	—	1819	—	—	—	—	—
-130	967	1000	—	—	1180	542	—	990	1235	1085	—	—	—	1920	—	—	—	—	—
-120	1028	1064	—	—	1255	568	—	1050	1290	1150	—	—	—	2005	—	—	1030	—	—
-110	1082	1130	—	—	1325	593	—	1109	1345	1218	—	—	—	2095	—	—	1090	—	—
-100	1143	1198	—	—	1405	618	—	1170	1400	1286	—	—	—	2182	—	—	1130	552	—
-75	1285	1357	990	870	1585	677	—	1312	1526	1452	—	—	769	2388	855	1007	1275	915	623
-50	1419	1510	1115	760	1760	733	—	1445	1640	1612	—	—	860	2600	955	1126	1400	1022	703
-25	1542	1656	1240	850	1930	788	—	1582	1750	1753	—	—	946	2788	1053	1247	1528	1126	780
0	1665	1800	1360	935	2085	840	883	1708	1860	1910	2330	2110	1028	2975	1158	1367	1662	1223	855
20	1766	1899	1460	1000	2215	880	—	1812	1946	2026	2480	2255	1092	3113	1250	1463	1749	1290	915
25	1778	1920	1482	1025	2248	890	975	1840	1968	2052	2515	2290	1168	3142	1270	1486	1766	1319	929
50	1883	2035	1595	1110	2400	938	1065	1954	2065	2182	2695	2470	1185	3310	1390	1607	1872	1410	1020
75	1986	2156	1712	1205	2550	985	1157	2068	2175	2310	2880	2645	1260	3482	1500	1716	1980	1500	1070
100	2086	2272	1822	1285	2695	1033	1250	2180	2281	2437	3060	2820	1332	3646	1611	1827	2076	1590	1150
150	2278	2475	2040	1463	2965	1123	1435	2391	2475	2674	3400	3165	1472	3950	1830	2045	2271	1750	1280
200	2464	2682	2245	1648	3223	1213	1615	2558	2672	2867	3725	3484	1604	4248	2040	2254	2452	1910	1410
250	2639	2870	2450	1820	3462	1299	1800	2760	2875	3103	4040	3790	1725	4527	2255	2456	2622	2055	1525
300	2800	3055	2649	1990	3680	1382	1985	2942	3055	3310	4325	4080	1850	4785	2455	2646	2788	2200	1640
400	3118	3400	3030	2337	4110	1538	2350	3275	3415	3686	4850	4620	2080	5300	2820	2994	3090	2480	1900
500	3403	3700	3375	2650	4505	1686	2720	3567	3750	4030	5350	5120	2268	5796	3155	3309	3370	2700	2140
600	3665	4010	—	2925	4870	1828	3090	3842	4070	4350	5840	5600	2465	6255	3465	3605	3630	2940	2380
700	3916	4275	—	3210	5215	1965	3460	4110	4370	4652	—	—	2650	6689	3760	3876	3870	—	—
800	4160	4535	—	3480	5550	2103	3820	4355	4660	4940	—	—	2820	7100	4040	4140	4100	—	—
1000	4600	5075	—	3990	6160	2355	4560	4850	5240	5470	—	—	3135	7855	4540	4658	4530	—	—

Дальше находим динамическую вязкость для смеси и определяем кинематическую вязкость. Все значения берутся при стандартных условиях

$$m1 = 0.00001028 \quad m2 = 0.00001223 \quad m3 = 0.00000750 \quad m4 = 0.00000690$$

$$m5 = 0.00000623 \quad m6 = 0.00001665 \quad m7 = 0.00001367 \quad m8 = 0.00001179$$

$$mд = m1 + m2 + m3 + m4 + m5 + m6 + m7 + m8 = 8.525 \times 10^{-5}$$

$$\nu := \frac{mд}{\rhoсм} = 1.039 \times 10^{-4}$$

Для практической характеристики нефтепродуктов пользуются условной вязкостью измеряемую в градусах ВУ-ВУ⁰ 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 С Условную вязкость пересчитывают в кинематическую по таблице Приложение 12.

ТАБЛИЦА ПЕРЕВОДА ЕДИНИЦ КИНЕМАТИЧЕСКОЙ ВЯЗКОСТИ (мм²/с) В УСЛОВНУЮ (°ВУ)

мм ² /с	°ВУ	мм ² /с	°ВУ	мм ² /с	°ВУ	мм ² /с	°ВУ	мм ² /с	°ВУ	мм ² /с	°ВУ	мм ² /с	°ВУ	мм ² /с	°ВУ
1,00	1,00	6,20	1,50	11,8	2,03	22,2	3,22	32,6	4,54	43,2	5,92	53,8	7,30	64,4	8,71
1,10	1,01	6,30	1,51	12,0	2,05	22,4	3,24	32,8	4,56	43,4	5,95	54,0	7,33	64,6	8,74
1,20	1,02	6,40	1,52	12,2	2,07	22,6	3,27	33,0	4,59	43,6	5,97	54,2	7,35	64,8	8,77
1,30	1,03	6,50	1,53	12,4	2,09	22,8	3,29	33,2	4,61	43,8	6,00	54,4	7,38	65,0	8,80
1,40	1,04	6,60	1,54	12,6	2,11	23,0	3,31	33,4	4,64	44,0	6,02	54,6	7,41	65,2	8,82
1,50	1,05	6,70	1,55	12,8	2,13	23,2	3,34	33,6	4,66	44,2	6,05	54,8	7,44	65,4	8,85
1,60	1,06	6,80	1,56	13,0	2,15	23,4	3,36	33,8	4,69	44,4	6,08	55,0	7,47	65,6	8,87
1,70	1,07	6,90	1,56	13,2	2,17	23,6	3,39	34,0	4,72	44,6	6,10	55,2	7,49	65,8	8,90
1,80	1,08	7,00	1,57	13,4	2,19	23,8	3,41	34,2	4,74	44,8	6,13	55,4	7,52	66,0	8,93
1,90	1,09	7,10	1,58	13,6	2,21	24,0	3,43	34,4	4,77	45,0	6,16	55,6	7,55	66,2	8,95
2,00	1,10	7,20	1,59	13,8	2,24	24,2	3,46	34,6	4,79	45,2	6,18	55,8	7,57	66,4	8,98
2,10	1,11	7,30	1,60	14,0	2,26	24,4	3,48	34,8	4,82	45,4	6,21	56,0	7,60	66,6	9,00
2,20	1,12	7,40	1,61	14,2	2,28	24,6	3,51	35,0	4,85	45,6	6,23	56,2	7,62	66,8	9,03
2,30	1,13	7,50	1,62	14,4	2,30	24,8	3,53	35,2	4,87	45,8	6,26	56,4	7,65	67,0	9,06
2,40	1,14	7,60	1,63	14,6	2,33	25,0	3,56	35,4	4,90	46,0	6,28	56,6	7,68	67,2	9,08
2,50	1,15	7,70	1,64	14,8	2,35	25,2	3,58	35,6	4,92	46,2	6,31	56,8	7,70	67,4	9,11
2,60	1,16	7,80	1,65	15,0	2,37	25,4	3,61	35,8	4,95	46,4	6,34	57,0	7,73	67,6	9,14
2,70	1,17	7,90	1,66	15,2	2,39	25,6	3,63	36,0	4,98	46,6	6,36	57,2	7,75	67,8	9,17
2,80	1,18	8,00	1,67	15,4	2,42	25,8	3,65	36,2	5,00	46,8	6,39	57,4	7,78	68,0	9,20
2,90	1,19	8,10	1,68	15,6	2,44	26,0	3,68	36,4	5,03	47,0	6,42	57,6	7,81	68,2	9,22
3,00	1,20	8,20	1,69	15,8	2,46	26,2	3,70	36,6	5,05	47,2	6,44	57,8	7,83	68,4	9,25
3,10	1,21	8,30	1,70	16,0	2,48	26,4	3,73	36,8	5,08	47,4	6,47	58,0	7,86	68,6	9,28
3,20	1,21	8,40	1,71	16,2	2,51	26,6	3,76	37,0	5,11	47,6	6,49	58,2	7,88	68,8	9,31

Условная вязкость $V_{yt}=1,69$

Далее подставляем в формулу

$$v_t = 7,41 \cdot V_{yt}$$

V_t - 12.523

При небольших давлениях вязкость μ жидких продуктов можно вычислить по формуле

$$\mu_p = \mu'_0 (1 + ap)$$

где μ_0 — динамическая вязкость при атмосферном давлении; p — избыточное давление, Па; a — постоянная $\approx 0,001$.

$P=16$ давление избыточное взял на 20 % меньше критического давления.

Коэффициент, a уже известно - 0,001.

Подставляя значения получилось 9,889.

Многим смазочным маслам приходится работать в широком диапазоне температур. Чем меньше меняется вязкость масла с изменением температуры, тем более качественным оно считается. Зависимость вязкости масел от температуры принято характеризовать различными вязкостно-температурными

контактами: отношением вязкости при двух температурах индексом вязкости, Вязкостно-массовой константой и др.

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 чаще пользуются Ю.А Пинкевич

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

V100 нашел по формуле

$$\nu_t = 7,41 \cdot ВУ_t$$

После чего переводим относительную плотность d_4^{20} в европейскую систему d_{15}^{15} . После подставляем значение в формулу ВМК- $6,481 \cdot 10^{-3}$

Вывод: в этом разделе мы рассмотрели, что такое вязкость от чего она зависит так же мы рассчитали вязкость нашли значение условной вязкости переводили из условной вязкости в кинематическую.

Так же рассчитали ВМК и узнали что это такое и от чего она зависит.

2. Тепловые свойства

При технологических расчетах аппаратов нефтеперерабатывающих заводов приходится учитывать такие тепловые свойства нефтей и нефтепродуктов, как теплоемкость, теплота испарения и конденсации, энтальпия (теплосодержания), теплота сгорания и др.

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 пределе температур

Единица измерения удельной теплоемкости в СИ - Дж/(кг*К)

Средняя теплоемкость жидких нефтепродуктов до температуры 200 С может быть определена по формуле

$$C = \frac{1}{\sqrt{d_{18}^{15}}} (0,762 - 0,0034T)$$

где d_{18}^{15} — относительная плотность нефтепродукта; T — температура нефтепродукта.

Средняя теплоемкость получилась 0,738.

Истинная теплоемкость нефтепродукта в паровой фазе при малом постоянном давлении с учетом характеризующего фактора можно подсчитать по формуле

$$C = \frac{4,0 - d_{18}^{15}}{1541} (1,8T + 211) (0,146K - 0,41)$$

Средняя теплоемкость с учетом характеризующего фактора получилась 1,266

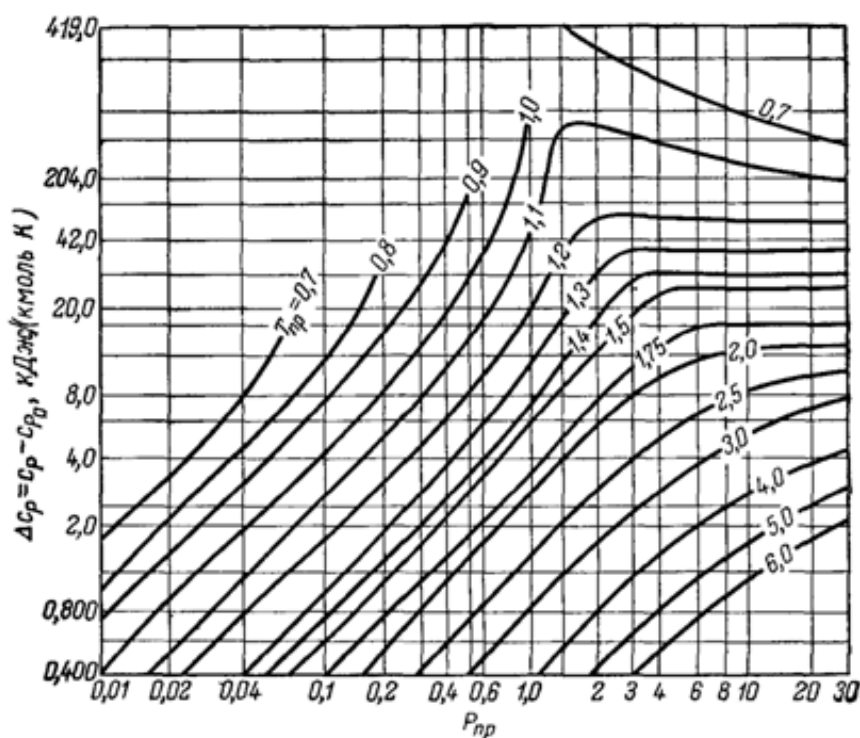


Рис. 10. График для определения изменения теплоемкости нефтяных паров с повышением давления.

Средняя теплоемкость для смеси рассчитывается

$$C_{см} = C_1x_1 + C_2x_2 + \dots + C_nx_n = \sum_1^n C_ix_i$$

Среднюю теплоемкость для каждого компонента нахожу по формуле

приведенной ниже подставляя плотность каждого компонента смеси

$$C = \frac{1}{\sqrt{d_{18}^{15}}} (0,762 - 0,0034T)$$

где $C_{см}$, C_1 , C_2 , ..., C_n — теплоемкость смеси и ее компонентов, кДж/(кг·К);
 x_1 , x_2 , ..., x_n — содержание компонентов, масс. доли.

Средняя теплоемкость для смеси получилась - 1,531

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 160—220 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

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

можно принять следующие скрытые теплоты испарения для фракций: бензиновых 100-180°C — 290-315 кДж/кг, керосиновых 235-280°C — 250-270 кДж/кг, дизельных 200-370°C — 230-250 кДж/кг, масляных дистиллятов 375-480°C — 190-235 кДж/кг.

Теплота при повышенном давлении у нас получилась - 328,065

Теплота испарения (конденсации) может быть найдена по известной энтальпии нефтепродукта в паровой $I_t^п$ и жидкой $I_t^ж$ фазе, при одинаковых температуре и давлении:

$$L = I_t^п - I_t^ж$$

Энтальпия

Энтальпией (теплосодержанием) жидких нефтепродуктов называется количество тепла, которое необходимо сообщить 1 кг жидкости для нагрева ее от 0°С до заданной температуры t .

Энтальпия паров — это количество тепла, затрачиваемое на нагрев продукта от 0°С до температуры кипения, его испарение и нагрев паров до заданной температуры t . Размерность энтальпии кДж/кг.

На практике при расчетах энтальпию определяют по специальным таблицам. Для составления тепловых балансов расчет количества тепла для нагрева жидкого нефтепродукта от температуры t_1 до t_2 пользуются формулой:

$$Q = G(q_{t_1}^{ж} - q_{t_2}^{ж}),$$

где Q — количество тепла, затраченного на нагрев, кДж;

G — масса нефтепродукта, кг;

$q_{t_1}^{ж} - q_{t_2}^{ж}$ — энтальпия жидкого нефтепродукта при температурах t_1 и t_2 соответственно, кДж/кг.

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

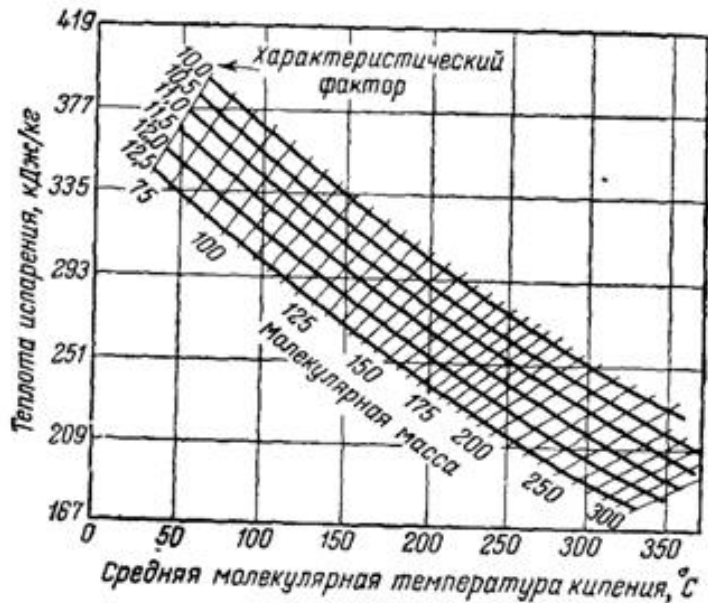


Рис. 11. График для определения теплоты испарения нефтяных фракций в зависимости от средней молекулярной температуры кипения, молекулярной массы, характеризующего фактора.

Далее из этой формулы определяем $L = I_t^n - I_t^ж$ энтальпию жидкости и пара

Для жидкости пользуемся формулой

$$I_{0,t}^ж = \frac{1}{\sqrt{d_{18}^3}} (0,0017T + 0,762T - 334,25)$$

Отсюда у нас получилась энтальпия для жидкости -116,991

Дальше определяем энтальпию для паров по формуле

$$I_{0,t}^n = (129,58 + 0,134T + 0,00059T^2) (4 - d_{18}^3) - 308,99$$

Энтальпия для паров получилась 381,607

Далее найденные значения энтальпии паров и жидкости подставляем в формулу

$$L = I_t^n - I_t^ж$$

L получилась 497,597

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

$$\frac{M\Delta I}{T_{кр}} = f(P_{пр}, T_{пр})$$

Отсюда находим I для каждого компонента газа и находим I смеси

I для смеси получилась 87,478

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 такой 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.

Вывод: В этом разделе мы рассмотрели и изучили удельную теплоемкость среднюю теплоемкость от чего она зависит рассчитали эту самую среднюю теплоемкость так же мы изучили теплоту испарения высчитали эту самую теплоту испарения затронули такую тему как энтальпия для жидкости и паров тем самым рассчитав так же ее по формулам в программе Маткад.

Результаты (Results)

$$\begin{aligned}
 &+ v1 := 4\% \quad v2 := 8\% \quad v3 := 11\% \quad v4 := 14\% \quad v5 := 22\% \quad v6 := 29\% \quad v7 := 40\% \\
 &v8 := 53\% \quad v9 := 67\% \quad v10 := 83\% \quad v11 := 93\% \quad t1 := 120 \quad t2 := 140 \quad t3 := 150 \\
 &t4 := 160 \quad t5 := 180 \quad t6 := 200 \quad t7 := 220 \quad t8 := 240 \quad t9 := 260 \quad t10 := 280 \\
 &t11 := 300
 \end{aligned}$$

Значение взяты с книги нефти УЗСССР разгонка нефти по Гост

$$\text{Тсроб} := (t1 + t2 + t3 + t4 + t5 + t6 + t7 + t8 + t9 + t10 + t11) \div 11 = 204.545$$

$$(t11 - t1) \div (93 - 4) = 2.022$$

среднее массовая температура

$$\begin{aligned}
 &к G1 := 6.3\% \quad t1 = 120 \quad t10 = 280 \quad G7 := 35\% \quad t6 = 200 \\
 &G2 := 11\% \quad t2 = 140 \quad t7 = 220 \quad G8 := 45.3\% \\
 &G3 := 13.8\% \quad t3 = 150 \quad t8 = 240 \quad G9 := 65.5\% \\
 &G4 := 16.3\% \quad t4 = 160 \quad t9 = 260 \quad G10 := 78.4\% \\
 &G5 := 22.5\% \quad t5 = 180 \quad t11 = 300 \quad G11 := 88.6\%
 \end{aligned}$$

$$(G1 \cdot t1 + G2 \cdot t2 + G3 \cdot t3 + G4 \cdot t4 + G5 \cdot t5 + G6 \cdot t6 + G7 \cdot t7 + G8 \cdot t8 + G9 \cdot t9 + G10 \cdot t10 + G11 \cdot t11) \div 11 = 91.507$$

Значения для решения Т взяты с приложения 2

$$\text{Тсрмасс} := \text{Тсроб} + 6 \quad \text{Тсрмасс} := 204.545 + 6 = 210.545$$

$$\text{Тсркуб} := \text{Тсроб} - 4 \quad \text{Тсркуб} := 204.545 - 4 = 200.545$$

$$\text{Тсруср} := \text{Тсроб} - 12 \quad \text{Тсруср} := 204.545 - 12 = 192.545$$

$$\text{Тсрмол} := \text{Тсроб} - 20 \quad \text{Тсрмол} := 204.545 - 20 = 184.545$$

Характеристический фактор

$$K := \left(1.2251 \sqrt[3]{\text{Тсруср}} \cdot n \right) \div (d_4)^{20} + 0.0092 \quad (d_4)^{20} = n \cdot 0.8174$$

$$\underline{K} := \left(1.2251 \sqrt[3]{192.545} \right) \div (0.8174 + 0.0092) = 8.558$$

К равный 10 и менее относиться к ароматизированным нефтепродуктам

$$\text{Плотность} \quad \beta := 0.736 \quad n := 0.13$$

$$(d_4)^{20} := \beta \cdot \left(\frac{tcp}{100} \right)^n \quad d := 0.736 \cdot \left(\frac{70}{100} \right)^{0.13} = 0.703 \quad (d^t)_4 := (d_4)^{20} - a \cdot (t - 20) \quad tcp := 70$$

$$a := 0.000897 \quad \text{токсрп} := 22$$

$$\underline{d} := 0.703 - a \cdot (\text{токсрп} - 20) = 0.701$$

$$\frac{100}{d_{cm}} := \frac{G_{рмасс} + G_{ркуб} + G_{рслр} + G_{рмол}}{(d_4)^{20} + (d_4)^{20} + (d^t)_4}$$

$$(0.8174 + 0.703 + 0.701) \cdot 100 := (210.545 + 200.545 + 192.545 + 184.545) \cdot d_{cm}$$

$$(0.8174 + 0.703 + 0.701) \cdot 100 = 222.14$$

$$210.545 + 200.545 + 192.545 + 184.545 = 788.18$$

$$d_{cm} := \frac{509.5}{621.22} = 0.82$$

$$100 \cdot d_{cm} := \sum_1 \left[V_t \cdot (d_4)^{20} \right] \quad 100 \cdot 0.82 := 2.2214 \cdot V_t \quad (100 - 0.82) \div 5.095 = 16.094$$

$$V_t := 16.094$$

$$\frac{G}{d_{cm}} := \sum_1 \frac{G_t}{(d_4)^{20}} \quad \underline{G} := (100 - d_{cm}) \div 5.095 = 16.097$$

Относительная плотность газа равна отношению массы m газа занимающего объем V при тех же температурах и давлений то есть G/V_t

$$\underline{d} := \frac{G}{V_t} = 1$$

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

$$d := \frac{M}{28.9} \quad M := 0.99 \cdot 28.9 = 28.611$$

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

$$M = 28.611 \quad \rho := \frac{M}{22.4} = 1.277$$

При абсолютной температуре T и давлении P плотность газа может быть найдена по формуле

$$P_r := \rho \cdot \frac{273}{t + 273} \quad P_r := 1.277 \cdot \frac{273}{22 + 273} = 1.182$$

$$t := 22 \quad \text{температура в лабаротории}$$

$$\underline{T} := 295$$

Молекулярную массу находим по формуле Б.М Воинова уточнил А.С Эйгейнсон введя характеризующий фактор К

С введением характеризующего фактора формула принимает вид

$$K := 8.558$$

$$c1 := 91.46$$

$$M := (7 \cdot K - 21.5) + (0.76 - 0.04 \cdot K) \cdot t_{срмол} + (0.0003 \cdot K - 0.00245) t_{срмол}^2$$

$$c2 := 2.36$$

$$M := (7 \cdot K - 21.5) + (0.76 - 0.04 \cdot K) \cdot 184.545 + (0.0003 \cdot K - 0.00245) \cdot 184.545^2 = 119.488$$

$$c3 := 0.40$$

Молекулярная масса смеси находится по формуле

$$CH_4 \quad C_2H_6 \quad C_3H_8 \quad C_4H_{10} \quad C_5H_{12} \quad N_2 \quad CO_2 \quad H_2S \quad M_{см} := 15.85$$

$$c4 := 0.21$$

$$\frac{100}{M_{ср}} := \frac{100}{15.85} \cdot \frac{(100 \cdot 15.85)}{100} = 15.85$$

$$c5 := 0.5$$

M_{ср}

$$c6 := 0.3$$

Для подсчета давления насыщенных паров узких фракций при низких давлениях

$$c7 := 2.8$$

Данные f(T) взяты из приложения 9

$$c8 := 1.97$$

$$lg := 101300 \quad f_{T0} := 5.107 \quad f_T := 2.542$$

$$lg(P - 3158) := 7.6715 - \frac{2.68 \cdot f_T}{f_{T0}}$$

$$lg(P - 3158) := 6.338$$

$$P - 3158 := 642039.4$$

$$P := 642039.4 + 3158 = 6.452 \times 10^5$$

$$\phi_p := 2$$

$$P_{38} := 6 + 23.3 \cdot \phi_p = 52.6$$

Критические параметры T_{кр} К и P_{кр} можно подсчитать по эмпирическим формулам

$$T_{кр} := 355.1 + 0.97 \cdot a - 0.00049 \cdot a^2 = 355.101$$

$$a = 8.97 \times 10^{-4} \quad k := 6.7$$

$$P_{кр} := 6.7 \cdot \frac{T_{кр}}{M_{см}} = 150.106 \quad M = 119.488$$

$$T_{пр} := \frac{T_{срмол}}{T_{кр}} = 0.52$$

$$P_{пр} := \left(\frac{P}{P_{кр}} \right) = 4.298 \times 10^3$$

Коэффициент сжимаемости можно определить по графику рис 7

Z=0.9

$$T_{пкр} := \sum (Y_i \cdot T_{кр}) \quad T_{пкр} := 16 \cdot T_{кр} = 5.682 \times 10^3$$

$$P_{\text{кр}} := 16 \cdot P_{\text{кр}} = 2.402 \times 10^3$$

значение x и y найдены в приложении 10 и 11

$$x1 := 150 \quad x2 := 40 \quad x3 := 25 \quad x4 := 8 \quad x5 := 8 \quad x6 := 6$$

$$y1 := 250 \quad y2 := 150 \quad y3 := 110 \quad y4 := 60 \quad y5 := 40 \quad y6 := 20$$

$$x_{\text{см}} := x1 + x2 + x3 + x4 + x5 + x6 = 237$$

$$y_{\text{см}} := y1 + y2 + y3 + y4 + y5 + y6 = 630$$

$$\frac{y_{\text{см}}}{x_{\text{см}}} = 2.658$$

коэффициент активности определил по графику 9 на 23 странице

$$Y := \frac{f}{P} = \alpha \cdot 0.9 \quad Y := 0.9$$

$$Y \cdot P = 5.807 \times 10^5 \quad f := 5.807 \cdot 10^5$$

затем подставляя в уравнение в 36 находим f фугитивность

Вязкость

Динамическая вязкость таблицу нашел в интернете источники Таблицы физических величин Справочник Под ред акад И.К.Кикоина М Атомиздат 1976-1008 с

Физические величины Справочник А.П.Бабичев Н.А.Бабушкина А.М.Братковский и др Под ред И.С.Григорьева Е.З.Мейлихова М Энергоатомиздат 1991-1232 с

$$m1 := 0.00001028 \quad m2 := 0.00001223 \quad m3 := 0.00000750 \quad m4 := 0.00000690$$

$$m5 := 0.00000623 \quad m6 := 0.00001665 \quad m7 := 0.00001367 \quad m8 := 0.00001179$$

$$m_d := m1 + m2 + m3 + m4 + m5 + m6 + m7 + m8 = 8.525 \times 10^{-5}$$

$$\nu := \frac{m_d}{\rho_{\text{см}}} = 1.039 \times 10^{-4}$$

условную вязкость нашел по приложению 12

$$\nu_{\text{Ут}} := 1.69$$

$$\nu_t := 7.41 \cdot \nu_{\text{Ут}} = 12.523$$

При небольших давлениях вязкость тр жидких продуктов можно вычислить по

$$\Phi_a := 0.01 \quad \text{ризб} := 16$$

$$m_d := m1 + m2 + m3 + m4 + m5 + m6 + m7 + m8 = 8.525 \times 10^{-5}$$

$$\mu_r := m_d \cdot (1 + a \cdot \text{ризб}) = 9.889 \times 10^{-5}$$

Вязкостно-массовая константа(ВМК)

ν_{100} нашел по формуле 39 для
больших значений вязкости выше 16

$$d_{15} := (d_4)^{20} + 5 \cdot a \quad d_{15} := 0.8174 + 5 \cdot a = 0.867 \quad \nu_{100} := 14$$

$$BMK := (d_{15} - 0.468 - 0.038 \cdot \lg \nu_{100}) \div 0.689 - 0.011 \cdot \lg \nu_{100}$$

$$BMK := (d_{15} - 0.468 - 0.038 \cdot 1.14) \div 0.689 - 0.011 \cdot 1.14 = 6.481 \times 10^{-3}$$

Тепловые свойства

Средняя теплоемкость жидких нефтепродуктов до температуры 200С может быть определена по формуле

$$C_{cp} := \left(\frac{1}{\sqrt{d_{15}}} \right) \cdot (0.762 - 0.0034 \cdot t) = 0.738$$

Истинная теплоемкость нефтепродукта в паровой фазе при малом постоянном давлении можно подсчитать по формуле

$$C_p := \left(\frac{4 - d_{15}}{1541} \right) (1.8 \cdot T + 211) = 1.508$$

с учетом характеризующего фактора уравнение будет иметь вид

$$C := \left(\frac{4 - d_{15}}{1541} \right) \cdot (1.8 \cdot T + 211) (0.146 \cdot K - 0.41) = 1.266$$

Теплоемкость смесей нефтепродуктов может быть выражена

$$C_{см} := C_1 \cdot x_1 + C_2 \cdot x_2 + C_3 \cdot x_3$$

теплоемкость отдельного компонента рассчитываю по формуле 42

$$C_1 := \left(\frac{4 - d_1}{1541} \right) \cdot (1.8 \cdot T + 211) \quad d_c := 0.82$$

$$C_{см} := \left(\frac{4 - d_c}{1541} \right) \cdot (1.8 \cdot T + 211) = 1.531$$

Для определения теплоты испарения парафинистых низкокипящих нефтепродуктов можно использовать уравнение Крега

$$L_{\text{жж}} := \left(\frac{1}{d_{15}} \right) \cdot (354.1 - 0.3768 \cdot T_{\text{срмол}}) = 328.065$$

Теплота испарения конденсации может быть найдена где L_p и L_j энтальпия в паровой и жидкой фазе

$$L_k := L_p - L_j$$

для определения энтальпии жидких нефтепродуктов

$$L_{ж} := \left(\frac{1}{\sqrt{d15}} \right) \cdot (0.0017 \cdot T + 0.762 \cdot T - 334.25) = -116.991$$

для определения энтальпии паров нефтепродуктов

$$L_{п} := (129.58 + 0.134 \cdot T + 0.00059 \cdot T^2)(4 - d15) - 308.99 = 381.607$$

$$L_{к} := L_{п} - L_{ж} = 498.597$$

$$\frac{M_I}{T_{кр}} := f(P_{пр}, T_{пр}) \quad \text{отсюда находим } I \text{ для каждого компонента газа} \quad \frac{M \cdot I}{T_{кр}} := 4 \quad \frac{4 \cdot T_{кр}}{M}$$

чтобы потом определить энтальпию смеси

$$I_1 := \frac{4 \cdot T_{кр}}{16} = 88.775 \quad I_2 := \frac{4 \cdot T_{кр}}{44} = 32.282 \quad I_3 := \frac{4 \cdot T_{кр}}{28} = 50.729$$

$$I_4 := \frac{4 \cdot T_{кр}}{32} = 44.388 \quad I_5 := \frac{4 \cdot T_{кр}}{34} = 41.777$$

$$I_{см} := I_1 \cdot 0.97 + I_2 \cdot 0.004 + I_3 \cdot 0.016 + I_4 \cdot 0.003 + I_5 \cdot 0.007 = 87.478$$

Массовый, объемный и мольный состав

рассчитываем массовую долю на 1000 кг

$$m_{д1} := 1000 \cdot 0.97 = 970 \quad m_{д2} := 1000 \cdot 0.004 = 4 \quad m_{д5} := 1000 \cdot 0.007 = 7$$

$$m_{д3} := 1000 \cdot 0.016 = 16 \quad m_{д4} := 1000 \cdot 0.003 = 3$$

$$m_{см} := m_{д1} + m_{д2} + m_{д3} + m_{д4} + m_{д5} = 1 \times 10^3$$

$$d_1 := 0.97 \quad d_2 := 0.004 \quad d_3 := 0.016 \quad d_4 := 0.003 \quad d_5 := 0.007$$

$$d_{см} := d_1 + d_2 + d_3 + d_4 + d_5 = 1$$

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 программной обеспечения Маткад (Mathcad) и вставлено в виде скриншотов.

Список использованной литературы (References)

1. Суханов, В. П. Переработка нефти : учебник / В. П. Суханов. - Москва : Высшая школа, 1974. - 336 с. : ил. - Библиогр.: с. 334.
2. Т. 4: Нефти Средней Азии, Казахстана, Сибири и острова Сахалин. Т. 4 / Сост. З. В. Дриацкая, М. А. Мхчян, Н. М. Жмыхова [и др.]. - 1974. - 787 с
3. Расчёты основных процессов и аппаратов нефтепереработки: Справочник/Рабинович Г. Г., Рябых П. М., Хохряков П. А. и др.; Под редакцией Е. Н. Судакова. -3-е изд., перераб. и доп. - М.: Химия,1979. -568с.
4. Гуревич И.Л. Технология переработки нефти и газа: ч.1. М.: Химия, 1972.360 с.
5. Справочник. Под ред. акад. И. К. Кикоина. М., Атомиздат, 1976, 1008 с.
6. Физические величины : Справочник / [А. П. Бабичев и др.]; Под ред. И. С. Григорьева, Е. З. Мейлихова. - М. : Энергоатомиздат, 1991. – 1231.
7. А. Г. Сарданашвили. А. И. Львова. Примеры и задачи по технологии переработки нефти и газа. - 2-е изд., пер. и доп. - М., Химия,. -. 1980.-256 с.