

Казанский 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**

**Calculation methods for determining the physico-chemical properties and
composition of oils and petroleum products**

Додоев Каноат Истамович, Dodoev Qanoat Istamovich¹

Кемалов Руслан Алимович, Kemalov Ruslan Alimovich²

Кемалов Алим Фейзрахманович, Kemalov Alim Feizrahmanovich³

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

доктор технических наук, профессор,
заведующий кафедрой технологии нефти, газа и углеродных материалов³

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

E-mail : qdodoyev@bk.ru, kemalov@mail.ru

Аннотация: цель данной работы: рассчитать физико-химические свойств и нефти и нефтепродуктов по учебнику: Примеры и задачи по технологии переработки нефти и газа. 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 –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, фракция, фугитивность, сжимаемость, плотность, мольный состав.

Keywords: oil, fraction, fugacity, compressibility, density, molar composition.

1 Введение (Introduction)

Настоящее учебное пособие «Примеры и задачи по технологии переработки нефти и газа» предназначено для расширения и углубления знаний студентов дневных, вечерних и заочных факультетов, изучающих технологию переработки нефти и газа. Пособие составлено в полном соответствии с программой курса технологии переработки нефти газа (ч. 1 и 2). Большая часть задач предназначена для решения на групповых семинарских занятиях, но они могут быть использованы и в качестве контрольных и домашних заданий. Пособие может быть полезно также при выполнении студентами курсовых и дипломных проектов. В нем приведены справочные материалы, необходимые для решения задач. При проработке материалов необходимо пользоваться основными учебниками по курсу технологии переработки нефти и газа [2, 15].

Пособие состоит из введения и двух разделов. Введение «Расчетные методы определения физико-химических свойств и состава нефтей и нефтепродуктов» посвящено 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.

В первом разделе «Технологический расчет аппаратов установок первичной переработки нефти и газа» даны примеры и задачи на определение температурного режима и геометрических размеров ректификационных колонн, на расчет технологических параметров работы теплообменных аппаратов и трубчатых печей.

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

Introduction

This textbook "Examples and tasks in oil and gas processing technology" is intended to expand and deepen the knowledge of students of daytime, evening and correspondence faculties studying the technology of oil and gas processing. The manual is compiled in full accordance with the program of the oil and gas processing technology course (parts 1 and 2). Most of the tasks are designed to be solved in group seminars, but they can also be used as control and homework assignments. The manual can also be useful when students complete term papers and diploma projects. It contains reference materials necessary for solving problems. When working with materials, you must use

The main textbooks on the course of oil and gas processing technology [2, 15].

The manual consists of an introduction and two sections. Introduction "Calculation methods for determining the physical and chemical properties and composition of oils and petroleum products" is devoted to analytical and graphical methods for determining and recalculating various characteristics of oils and petroleum products: relative density, molecular weight, saturated vapor pressure, viscosity, thermal properties and component composition.

In the first section "Technological calculation of devices for primary oil and gas processing plants" examples and tasks are given for determining the temperature regime and geometric dimensions of distillation columns, for calculating the technological parameters of the operation of heat exchangers and tube furnaces.

The purpose of the work is to study the physical and chemical properties of oil, the composition of oil and oil products.

Work tasks

1. Find and select oil fields find initial data
2. Study the literature of Sardanashvili from pages 7 to 39
3. About solving data on Sardanashvili's allowance from pages 7 to 39
4. Construct graphs of OI and ITC according to the data

2 Технологический раздел. (Technology section)

2.1 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: средне – объемную ($t_{\text{ср. об.}}$), средне – молекулярную ($t_{\text{ср. мол}}$), средне – массовую ($t_{\text{ср. масс}}$), средне – кубическую ($t_{\text{ср. куб}}$) и средне – усредненную ($t_{\text{ср. упр}}$). Данные значения мы находили из уравнений, которые написаны в пособии Сарданашвили:

— средне – объемная температура кипения- 204.545

$$t_{\text{ср.об}} = \frac{V_1 t_1 + V_2 t_2 + \dots + V_n t_n}{V_1 + V_2 + \dots + V_n}$$

— средне – массовая температура кипения- 208.545

$$t_{\text{ср.масса}} = \frac{G_1 t_1 + G_2 t_2 + \dots + G_n t_n}{G_1 + G_2 + \dots + G_n}$$

— средне – молекулярная температура кипения- 149.545

$$t_{\text{ср.мол}} = \frac{N t_1 + N_2 t_2 + \dots + N_n t_n}{N_1 + N_2 + \dots + N_n}$$

— средне – кубическая температура кипения - 178.545

$$t_{\text{ср.куб}} = \sum_{i=1}^n [\varphi_i (t_i + 273)^{\frac{1}{3}}]^3 - 273$$

— средне – усредненная температура кипения - 159.545

$$t_{\text{ср.уср}} = \frac{t_{\text{ср.мол}} + t_{\text{ср.куб}}}{2}$$

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

2.2 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. Для парафинистых нефтепродуктов $K = 12,5 \div 13$, для нефтено – ароматических $K = 10 \div 11$, для ароматизированных $K = 10$ и менее, для крекинг – бензина $K = 11,5 \div 11,8$. Применяется характеристический фактор для корреляции при расчете физико – химических свойств нефтепродуктов. Характеристический фактор определяется по формуле:

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

где $T_{\text{ср.уср}}$ – средене-усредненная температура кипения, К; 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 K которая получилась 7.491

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

Для парафинистых нефтепродуктов $K=12.5-13$, для нефтено ароматических $K=10-11$, для ароматизированных $K=10$ и мене, для крекинга бензина $K=11.5-11.8$

По данным мы определили, нефть, выбранная мной, является **ароматизированным**

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

2.3 Плотность

Плотность вещества (ρ) называется масса его в единице объема. Единицы измерения плотности: $\text{кг}/\text{м}^3$, $\text{г}/\text{см}^3$, $\text{кг}/\text{л}$, $\text{т}/\text{м}^3$. В системе СИ $\text{кг}/\text{м}^3$.

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 $\beta = 0,736$; $n = 0,13$

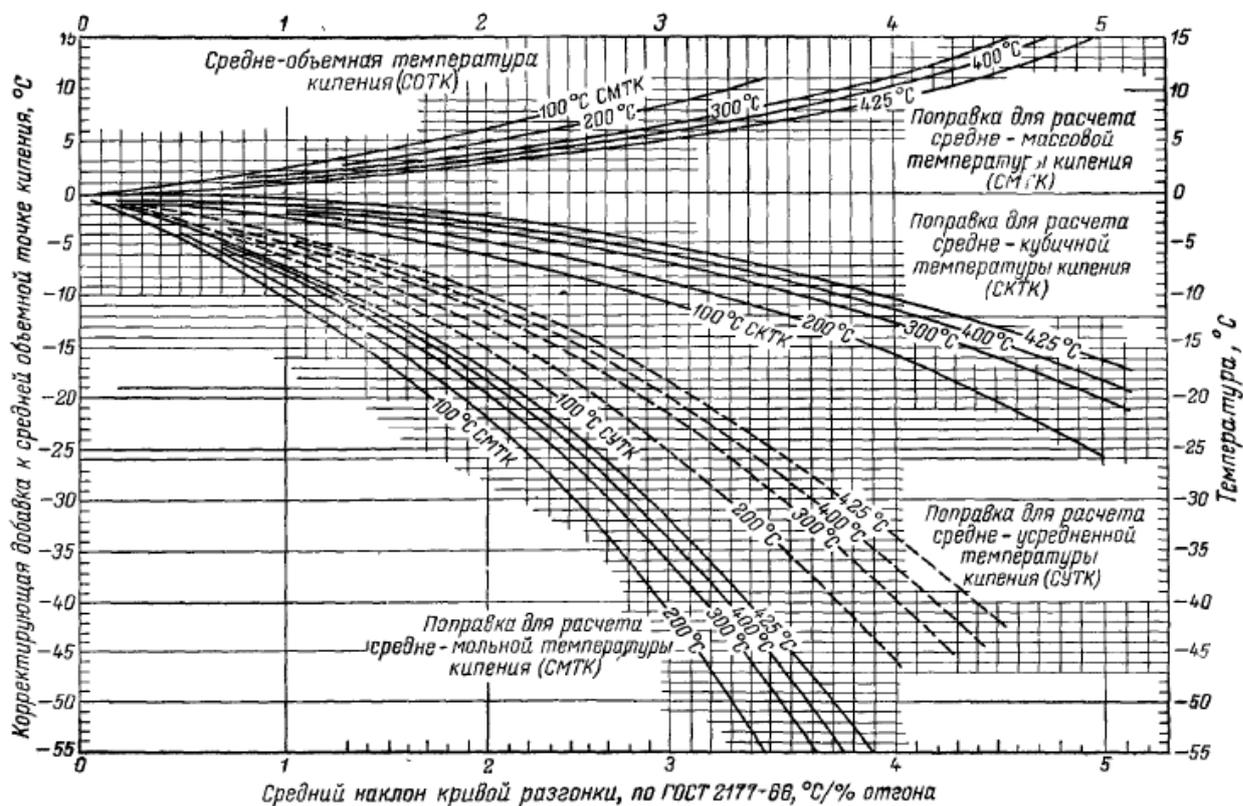
Для нефтей сернистых $\beta = 0,722$; $n = 0,159$.

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

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

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 0.702

Дальше мы определим плотность смеси, которая получилась 0.87

— Объемным процентам компонентов

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

По этой формуле мы вычислили $V_i=14.362$

Массам компонентов

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

Мы отсюда вычислили $G=14.362$

Относительная плотность газа равна отношению массы m газа занимающего объем V при же температурах и давлений то есть G/Vt которая вышла $<1>$

В тех же условиях масса 22.414 мл воздуха составляет 28.9г, откуда относительная плотность газа или относительная воздуха равна

$$d = \frac{M}{28.9}$$

Отсюда мы нашли $M=28.9$

$$p = \frac{M}{22.4}$$

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

$$P=1.29$$

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

$$pr = p \frac{273}{t+273} P$$

$$P_r=1.194$$

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

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 нефтяных фракций тем выше ее температура кипения. Учывая эту зависимость Б.М.Воинов предложил эту формулу введя характеризующий фактор К с которой я вычислил молекулярную массу

$$M = (7K - 21.5) + (0.76 - 0.04K)t_{\text{ср.мол}} + (0.0003K - 0.00245)t_{\text{ср.мол}}^2$$

$$M=95.248$$

К мы находили по формуле 6 в начале

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

$$M_{\text{ср}} = \sum_1^n x_i M_t$$

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

$$M_{\text{ср}}=15.96$$

Вывод: В данном разделе мы рассмотрели и рассчитали молекулярную массу нефти и среднюю молекулярную массу смеси той нефти которую я выбрал. Так мы получили $M=95.248$ и $M_{\text{ср}}=15.96$

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 только от температуры. Для смесей и таких продуктов как нефть и нефтепродукты давление насыщенных паров зависит не только от температуры, но и $\lg(P - 3158) = 7.6715 - \frac{2.68f(T)}{f(T_0)}$ 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 при другой а также температуру кипения нефтяных фракций от одного давления к другому.

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.

$$f(T) = \frac{1250}{\sqrt{T^2 + 10800} - 307.6} - 1$$

Для нахождения $f(T_0)$ пользуемся приложением 9 для температуры 70°C до 260°C

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

$$P_{38} = 6 + 23.3\Delta\phi_r \text{ кПа}$$

Но сперва находим

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

Для товарных нефтей $\Delta\phi_r$ для Ароматических – 2

Дальше подставляем в формулу P_{38} $P_{38} = 52.6$ кПа

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

Вывод: в этом разделе мы изучили и рассчитали давление для светлых нефтяных фракций.

2.6 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.

Критическое 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.

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

$$P_{кр} = K \frac{T_{кр}}{M} * 10^3$$

Значения a и K мы определяли ранее по формуле

$$T_{кр}=355.101$$

$$P_{кр}=26.097$$

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

$$P_{пр} = \frac{\Pi}{P_{кр}}$$

$$P_{пр}=0.247$$

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

2.7 Коэффициент сжимаемости

При относительно высоких температурах и небольших реальные газы ведут себя почти так же, как идеальные. С повышением давления и понижения 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. Это 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

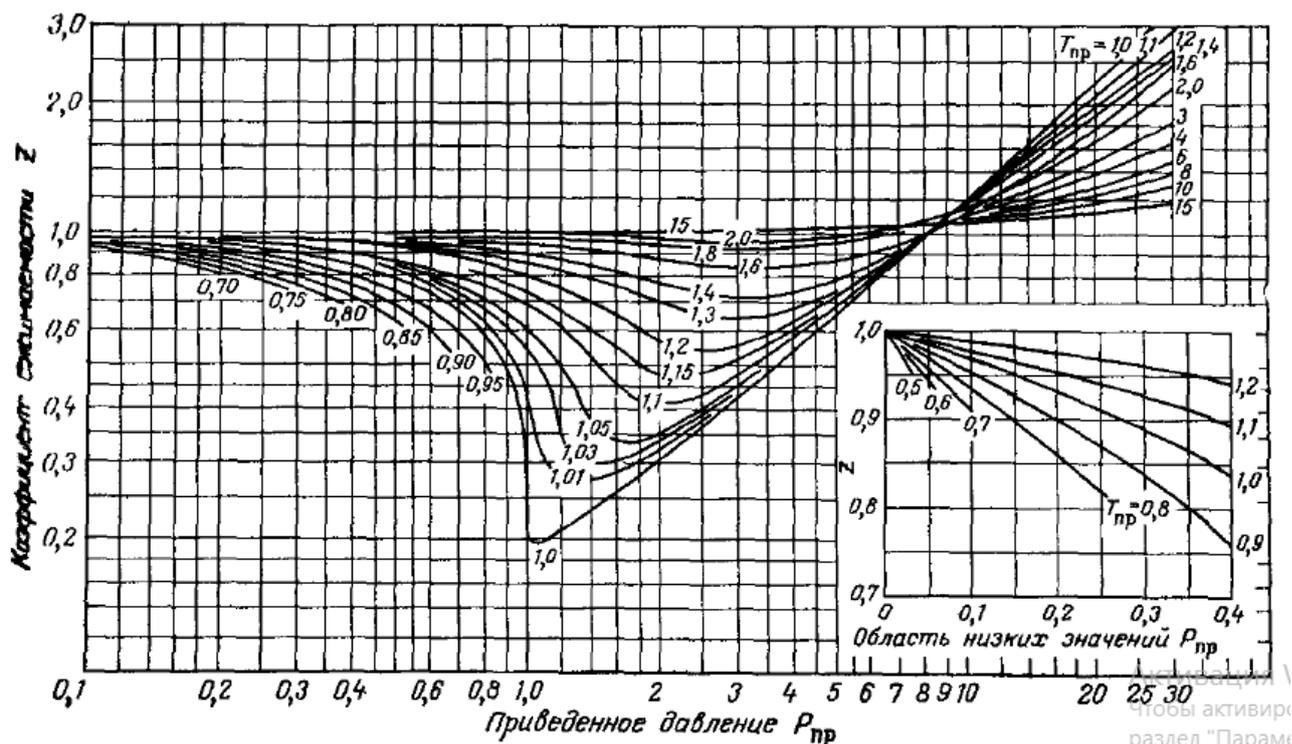


График для определения коэффициента сжимаемости Z .

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 адаптивности можно использовать формулу.

$$T_{п.кр} = \sum y_i T_{кри} \qquad P_{п.кр} = \sum y_i P_{кри}$$

Вывод: по графику-7 мы определили коэффициент сжимаемости $Z=1$

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

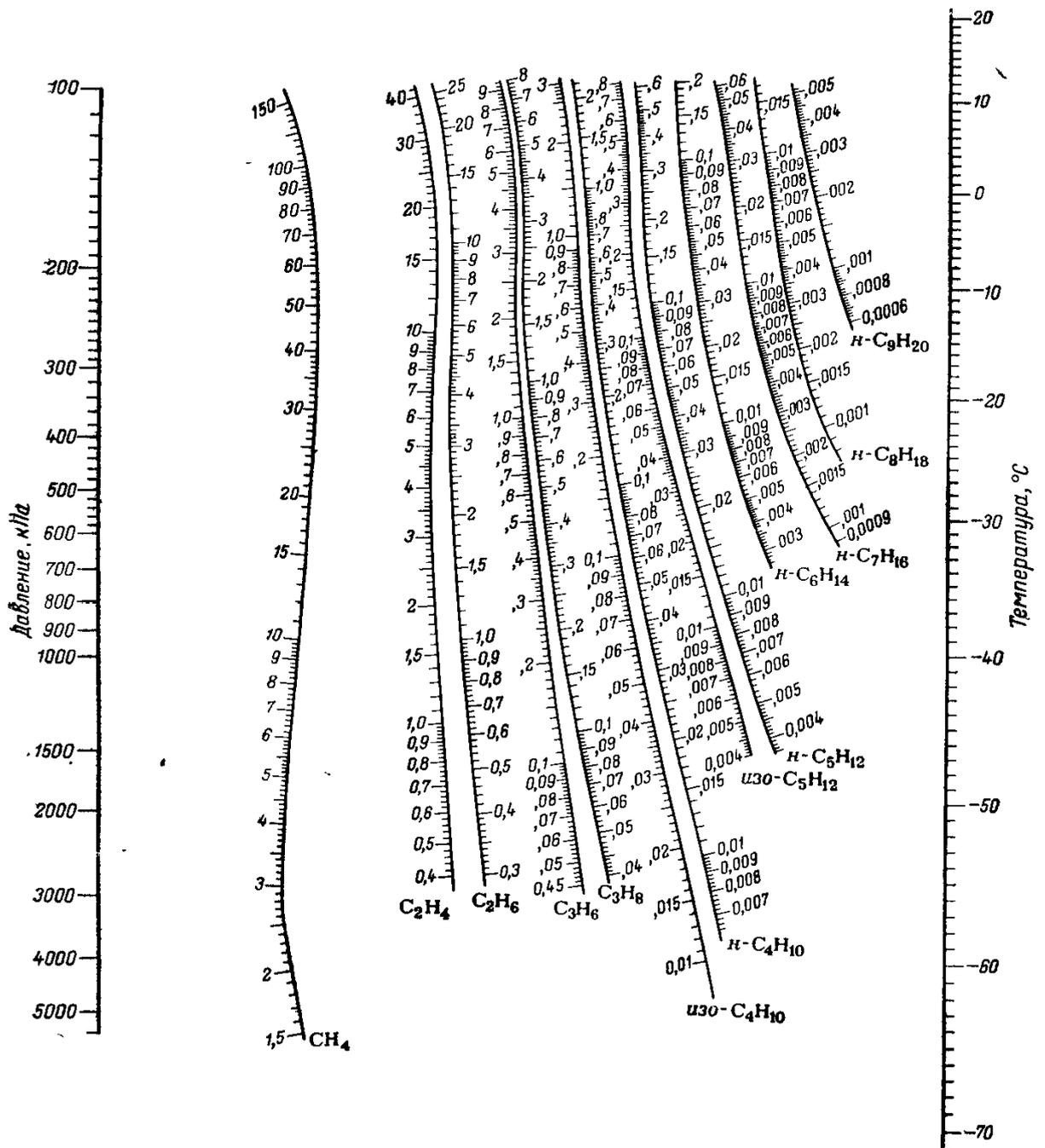
Для равновесной системы, согласно законам Рауля и Дальтона.

$$Px' = Py$$

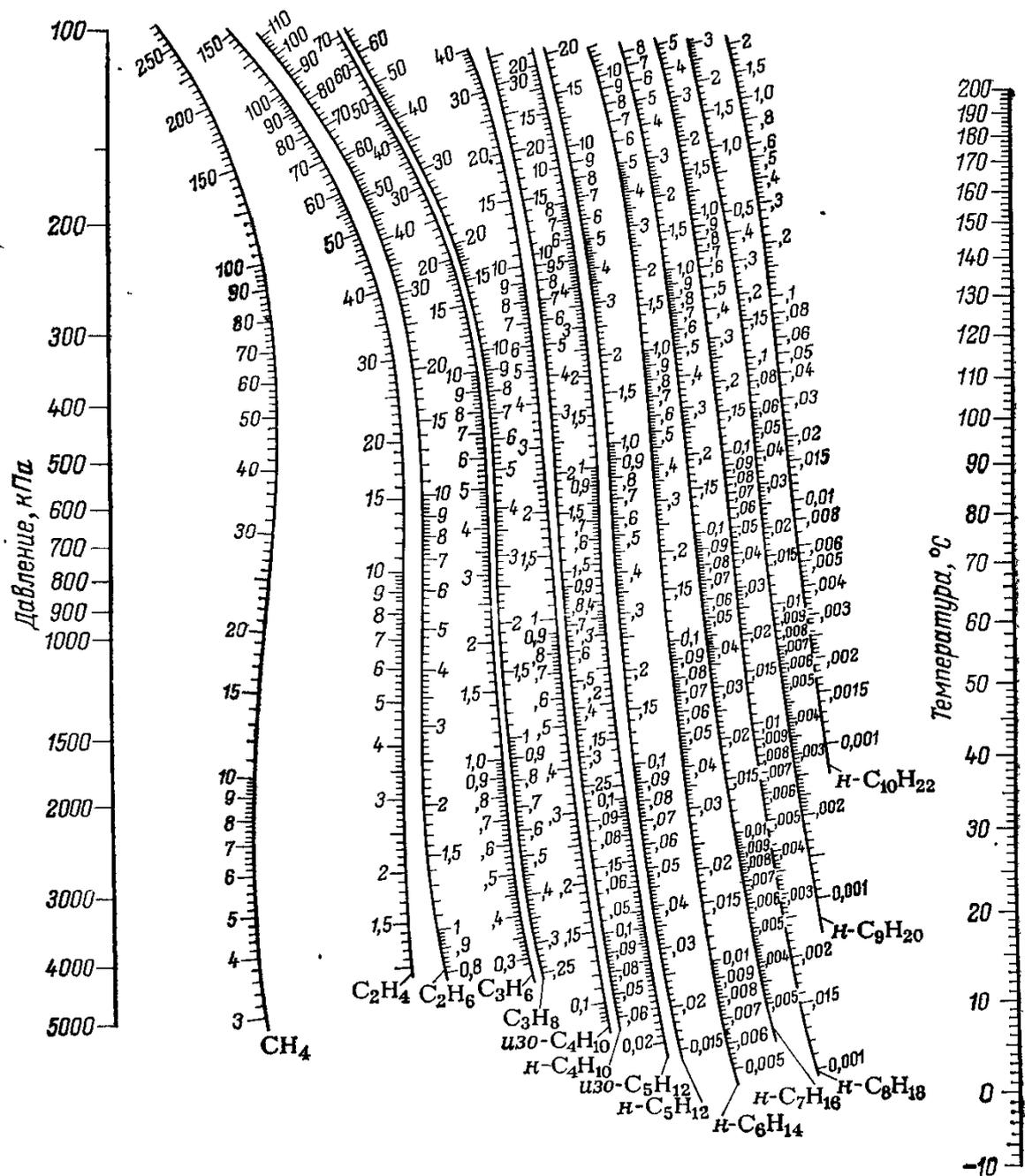
$$\frac{y}{x} = \frac{P}{P} = k$$

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

По следующим номограммам находим значения x и y



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



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

Далее находим значения x и y для смеси

$$X_{см} = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_6 + x_7 + x_8 + x_9 + x_{10} + x_{11} + x_{12} + x_{13} = 27.715$$

$$Y_{см} = y_1 + y_2 + y_3 + y_4 + y_5 + y_6 + y_7 + y_8 + y_9 + y_{10} + y_{11} + y_{12} + y_{13} = 73.95$$

а константа фазового равновесия равна

$$k = \frac{f_{t,P}^ж}{f_{t,P}^п}$$

$$Y_{см} / X_{см} = 2.668 \text{ константа фазового равновесия}$$

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 .

Фугитивности имеет то же значение что и давление. Отношение фугитивности к давлению называется коэффициентом активности.

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

Коэффициент активности определяется по графику 9 ($y = 0.95$)

$$f = 6.129 \cdot 10^5$$

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

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 так же динамической вязкостью. Коэффициент динамической μ зависит от природы жидкости газа и температуры. Единица 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 μ измеряется в Па*с.

Следовательно, в СИ единицей измерения кинематической вязкости является

$$\nu = \frac{1 \frac{\text{Кг}}{\text{м}^3}}{1 \frac{\text{м}^* \text{с}}{\text{Кг}}} = 1 \text{м}^2/\text{с}$$

Значение для каждого компонента газа нашел по пособию источника

1 Таблицы физических величин. Справочник. Под ред. акад. И.К. Кикоина. М.: Атомиздат, 1976. — 1008 с.

2 Физические величины. Справочник. А.П. Бабичев, Н.А. Бабушкина, А.М. Братковский и др.; Под ред. И.С. Григорьева, Е.З. Мейлихова.

Температура, °С	Азот N ₂	Оксиген 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	Оксиген 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	—	—	336	1400	—	—	—	—	—
-170	718	—	—	—	870	430	—	730	995	785	—	—	375	1510	—	—	—	—	—
-160	783	—	—	—	950	460	—	800	1055	860	—	—	414	1615	—	—	—	—	—
-150	846	860	—	—	1025	488	—	860	1117	935	—	—	453	1720	—	—	—	—	—
-140	907	930	—	—	1105	516	—	922	1176	1010	—	—	490	1819	—	—	—	—	—
-130	967	1000	—	—	1180	542	—	990	1235	1085	—	—	528	1915	—	—	—	—	—
-120	1028	1064	—	—	1255	568	—	1050	1290	1150	—	—	566	2005	—	—	—	—	—
-110	1082	1130	—	—	1325	593	—	1109	1345	1218	—	—	603	2095	—	—	1030	—	—
-100	1143	1198	—	—	1405	618	—	1170	1400	1286	—	—	640	2182	—	—	1090	—	—
-75	1285	1357	990	870	1585	677	—	1312	1526	1452	—	—	677	2388	—	886	1130	552	—
-50	1419	1510	1115	760	1760	733	—	1445	1640	1612	—	—	769	2600	855	1007	1275	915	623
-25	1542	1656	1240	850	1930	788	—	1582	1750	1753	—	—	860	2788	955	1126	1400	1022	703
0	1665	1800	1360	935	2085	840	883	1708	1860	1910	2330	2110	946	2975	1053	1247	1528	1126	780
20	1766	1899	1460	1000	2215	880	—	1812	1946	2026	2480	2255	966	3113	1158	1367	1662	1223	855
25	1778	1920	1482	1025	2248	890	975	1840	1968	2052	2515	2290	975	3142	1185	1390	1697	1249	870
50	1883	2035	1595	1110	2400	938	1065	1954	2065	2182	2695	2470	1028	3310	1250	1463	1749	1290	915
75	1986	2156	1712	1205	2550	985	1157	2068	2175	2310	2880	2645	1085	3482	1313	1546	1827	1340	950
100	2086	2272	1822	1285	2695	1033	1250	2180	2281	2437	3060	2820	1145	3646	1372	1630	1916	1390	980
150	2278	2475	2040	1463	2965	1123	1435	2391	2475	2674	3400	3165	1205	3950	1472	1715	2045	1440	1020
200	2464	2682	2245	1648	3223	1213	1615	2558	2672	2867	3725	3484	1265	4248	1562	1800	2130	1490	1060
250	2639	2870	2450	1820	3462	1299	1800	2760	2875	3103	4040	3790	1325	4527	1645	1885	2215	1540	1100
300	2800	3055	2649	1990	3680	1382	1985	2942	3055	3310	4325	4080	1385	4785	1725	1970	2300	1590	1140
400	3118	3400	3030	2337	4110	1538	2350	3275	3415	3686	4850	4620	1445	5000	1800	2050	2390	1640	1180
500	3403	3700	3375	2650	4505	1686	2720	3567	3750	4030	5350	5120	1505	5268	1875	2135	2480	1690	1220
600	3665	4010	—	2925	4870	1828	3090	3842	4070	4350	5840	5600	1565	5525	1950	2220	2570	1740	1260
700	3916	4275	—	3210	5215	1965	3460	4110	4370	4652	—	—	1625	5785	2000	2300	2660	1800	1300
800	4160	4535	—	3480	5550	2103	3820	4365	4660	4940	—	—	1685	6045	2050	2350	2750	1850	1340
1000	4600	5075	—	3990	6160	2355	4560	4850	5240	5470	—	—	1745	6365	2100	2400	2840	1900	1380

Далее находим значения динамической вязкости. Все значения берутся при стандартных условиях.

Для практического описания нефтепродуктов используют условную вязкость измеряется в градусах ВУ-ВУ⁰, под которой понимают отношение продолжительности истечения 200 мл нефтепродукта из эталонного вискозиметра при температуре испытания. Продолжительность выпуска такого же количества дистиллированной воды при 20°С. Условная плотность рассчитывается по кинематической таблице (приложение 12)

ТАБЛИЦА ПЕРЕВОДА ЕДИНИЦ КИНЕМАТИЧЕСКОЙ ВЯЗКОСТИ (мм²/с) В УСЛОВНУЮ (°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 ВУ_t=1.09

Далее подставляем в формуле

$$v_t = 7.41 * ВУ_t$$

$$v_t = 8.077$$

При небольших давлениях вязкость μ жидких продуктов можно вычислить по формуле

$$\mu_p = \mu_0(1 + ap)$$

μ_p -динамическая вязкость при атмосферном давлении; р- избыточное давлении Па; а-постоянная 0,001

$P_{\text{ризб}} = 22$ Давление избыточное взял на 15% меньше критического давления, Коэффициент **a** уже известно – 0.001, но взято 0.01.

Подставляя значения получилось $7.648 * 10^{-4}$

Многие смазочные материалы работают 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

$$\text{ВМК} = \frac{d_{15}^{15-0.468-0.038 \lg v_{100}}}{0.689 * 0.011 \lg v_{100}}$$

$$v_t = 7.41 * \text{ВУ}t$$

V_{100} найдено по формуле

После чего перевел относительную плотность d_4^{20} в европейскую систему d_{15}^{15}

После подставляем значение в формулу ВМК- $5.79 * 10^{-3}$

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

Так же рассчитали Вязкостно-массовую константу (ВМК).

2. Тепловые свойства

При технологических расчетах аппаратов нефтеперерабатывающих заводов приходится учитывать такие тепловые свойства нефтей и нефтепродуктов, как теплоемкость, теплота испарения и конденсации, энтальпия (теплосодержание), теплота сгорания и др. Удельная теплоемкость вещества - количество тепла, которое требуется для нагрева 1 кг данного вещества на 1°C. 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), кратные единицы - кДж/(кг. К), МДж/(кг. К).

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

$$C = \frac{1}{\sqrt{d_{15}^{15}}} (0.762 - 0.0034T)$$

Где d_{15}^{15} - относительная плотность нефтепродукта; T- температура нефтепродукта.

Средняя теплоемкость получилась 0.713

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

$$C = \frac{4.0 - d_{15}^{15}}{1541} * (1.8T + 211)$$

$C_p = 1.481$ получилась

С учетом характеризующего фактора уравнение будет иметь вид

$$C = \frac{4.0 - d_{15}^{15}}{1541} * (1.8T + 211)(0.146K - 0.41)$$

Получилась 0.905

Теплоемкость смесей нефтепродуктов может быть выражена

$$C_{см} = C_1 * x_1 + C_2 * x_2 + C_3 * x_3$$

Теплоемкость отдельного компонента рассчитываю по формуле 43

$$C_1 = \left(\frac{4 - d_1}{1541} \right) * (1.8T + 211)$$

$$d_{см} = 0.328$$

$$C_{см} = \left(\frac{4 - d_{см}}{1541} \right) * (1.8T + 211) = 1.768$$

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 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

$$L = \frac{1}{d_{15}^{15}} (354.1 - 0.3768T_{\text{ср.мол}})$$

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 320.922

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

$$L = I_t^{\text{п}} - I_t^{\text{ж}}$$

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

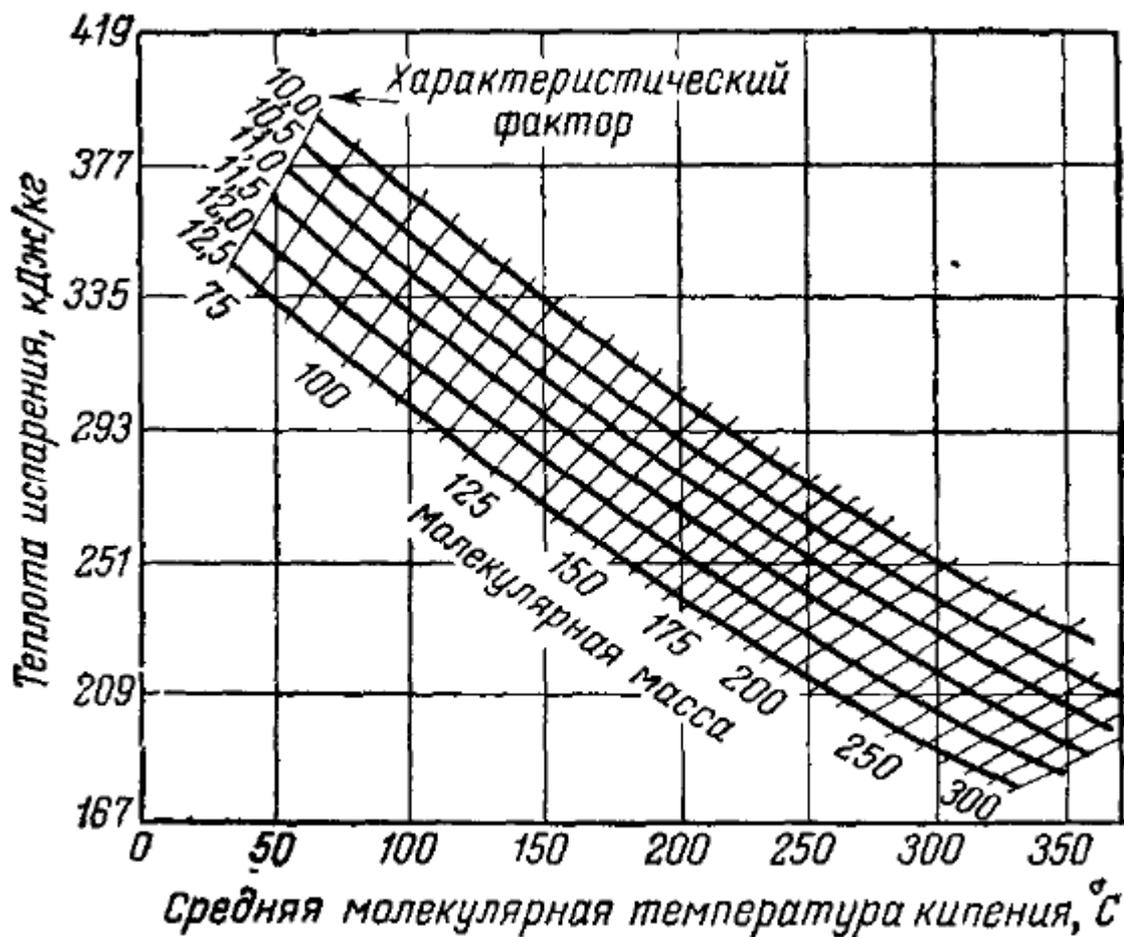


Рисунок 11 - График для определения теплоты испарения нефтяных фракций в зависимости от средней молекулярной температуры кипения, молекулярной массы, характеризующего фактора.

Далее из этой формулы определяем $L = I_t^{\Pi} - I_t^{\text{ж}}$ энтальпию жидкости и пара.

Для жидкости пользуемся формулой

$$I_{0,t}^{\text{ж}} = \frac{1}{\sqrt{d_{15}^{15}}} (0.001T + 0.762T - 334.25) \quad I_{0,t}^{\Pi} = (129,58 + 0,134T + 0,00059T^2)(4 - d_{15}^{15}) - 308.99$$

Отсюда у нас получилась энтальпия для жидкости -113.119

Дальше определяем энтальпию для паров по формуле

Энтальпия для паров получилась 368.291

$$I_{0,t}^{\Pi} = (129,58 + 0,134T + 0,00059T^2)(4 - d_{15}^{15}) - 308.99$$

Далее найденные значения энтальпии паров и жидкости подставляем в формулу $L = I_t^п - I_t^ж$

L получилась 481.41

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

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

Отсюда находим I для каждого компонента газа и находим I смеси.

I для смеси - 721.696

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 Маткад .

РЕЗУЛЬТАТЫ (RESULTS)

(Средне – объная) □ температура кипения Нефти СССР Т-4 28-СТ

v1 := 8%	v2 := 11%	v3 := 12%	v4 := 14%	v5 := 19%	v6 := 24%
v7 := 27%	v8 := 29%	v9 := 33%	v10 := 38%	v11 := 43%	
t1 := 120	t2 := 140	t3 := 150	t4 := 160	t5 := 180	t6 := 200
t7 := 220	t8 := 240	t9 := 260	t10 := 280	t11 := 300	

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

$$(t11 - t1) \div (43 - 8) = 5.143$$

Средне – массовая 30 – СТ
температура кипения

G1 := 10.9%	G2 := 13.9%	G3 := 15.6%	G4 := 17.2%	G5 := 19.7%	G6 := 22.7%
t1 = 120 %	t2 = 140 %	t3 = 150 %	t4 = 160 .2%	t5 = 180 .6%	
t7 = 220	t8 = 240	t9 = 260	t10 = 280	t11 = 300	t6 = 200

$$\text{термасса} := (G1 \cdot t1 + G2 \cdot t2 + G3 \cdot t3 + G4 \cdot t4 + G5 \cdot t5 + G6 \cdot t6 + G7 \cdot t7 + G8 \cdot t8 + G9 \cdot t9 + G10 \cdot t10 + G11 \cdot t11) \div 11 = 54.396$$

Сарданашвили Приложение-2

$$\text{термасс} := \text{тероб} + 4 = 208.545$$

$$\text{теркуб} := \text{тероб} - 26 = 178.545$$

$$\text{теруср} := \text{тероб} - 45 = 159.545$$

$$\text{термол} := \text{тероб} - 55 = 149.545$$

Характеристический фактор

$$K := \left(1.2251 \sqrt[3]{\text{теруср}} \right) \div \left(d_4 \right)^{20} + 0.0092$$

$$\left(d_4 \right)^{20} := 0.8778$$

$$K := \left(1.2251 \sqrt[3]{159.545} \right) \div (0.8778 + 0.0092) = 7.491$$

K := 7.491 Ароматизированнь

$$\left(d_4 \right)^{20} := \beta \left(\frac{\text{tcp}}{100} \right)^n \quad d := 0.722 \left(\frac{85}{100} \right)^{0.159} = 0.704$$

$$\beta := 0.722$$

$$n := 0.159$$

$$\text{tcp} := 85$$

$$\left(d^t \right)_4 := \left(d_4 \right)^{20} - a(t - 20)$$

$$a := 0.000897$$

$$\text{токрсп} := 22$$

$$\frac{d^t}{d} := 0.704 - 0.000897 \cdot (22 - 20) = 0.702$$

$$\frac{100}{\text{dcm}} = \frac{\text{Термасс} + \text{Теркуб} + \text{Теруср} + \text{Термол}}{\left(d_4 \right)^{20} + \left(d_4 \right)^{20} + \left(d^t \right)_4}$$

$$(0.8778 + 0.704 + 0.702) \cdot 100 := (208.545 + 178.545 + 159.545 + 149.545) \cdot \text{dcm}$$

$$(0.8778 + 0.704 + 0.702) \cdot 100 = 228.38$$

$$208.545 + 178.545 + 159.545 + 149.545 = 696.18$$

$$\text{dcm} := \frac{228.38}{696.18} = 0.328$$

$$100d_{cm} := \sum_1 [Vt \cdot (d_4)^{20}]$$

$$100 \cdot 0.328 := 2.2838 \cdot Vt$$

$$(100 \cdot 0.328) \div 2.2838 = 14.362$$

$$Vt := 14.362$$

$$\frac{G}{d_{cm}} := \sum_1 \frac{Gt}{(d_4)^{20}}$$

$$\frac{G}{0.328} := \frac{100}{2.2838}$$

$$(100 \cdot 0.328) \div 2.2838 \cdot G$$

$$(100 \cdot 0.328) \div 2.2838 = 14.362$$

$$G := 14.362$$

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

$$d := \frac{G}{Vt} = 1$$

Если считать газ идеальным то при $T=273, 16K$ $P=0.1$ МПа и объем $22,414$ мл масса m равна молекулярной масса M газа. В тех условиях масса $22,414$ мл воздуха составляет $28,9g$

$$d := \frac{M}{28.9} \quad M := 1 \cdot 28.9 = 28.9$$

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

$$M := 28,9 \quad \rho := \frac{M}{22.4} \quad \rho := \frac{28.9}{22.4} = 1.29$$

При абсолютной температуре T (К) и давлении P (10^5 Па) плотность газа (в кг/м³) может быть найдена по формуле

$$Pr := \rho \cdot \frac{273}{t + 273} \quad Pr := 1.29 \cdot \frac{273}{22 + 273} = 1.194$$

$$t := 22$$

температура в лабаратории

$$T := 295 \text{ К}$$

Молекулярную массу находим по формуле Б.М.Воинова уточнил А.С.Эйгейнсон введя характеризующий фактор K
С введением характеризующего фактора формула принимает вид

$$K := 7.491$$

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

$$M := (7 \cdot K - 21.5) + (0.76 - 0.04 \cdot K) \cdot 149.545 + (0.0003 \cdot K - 0.00245) \cdot 149.545^2 = 95.248$$

Молекулярная масса смеси находится по формуле

$$CH_4 := 96.9\% \quad CO_2 := 0.4\% \quad N_2 := 1\% \quad M_{см} := 15.504 + 0.176 + 0.28 = 15.96$$

$$\frac{100}{M_{см}} := \frac{98.3}{15.96} \quad \frac{(100-15.96)}{98.3} = 16.236$$

$$M_{см} := 16236$$

Для подсчета давления насыщенных паров узких фракций при низких давлениях

Данные f(T) взяты из приложения 9

$$lg := 101300 \quad fT0 := 5.107 \quad fT := 2.542$$

$$lg(P - 3158) := 7.6715 - \frac{2.68 \cdot fT}{fT0}$$

$$lg(P - 3158) := 6.338 \quad P := 6.452 \cdot 10^5 \text{ Па}$$

$$P - 3158 := 6.338 \cdot 101300$$

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

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

для Ароматических $\phi_p := 2$

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

$$P_{38} := 52.6 \text{ КПа}$$

Критические параметры (T_{кр}, K, и Па) можно подсчитать по эмперическим формулам

Для Ароматических $K_{св} := 7$ приложение 1

$$a := 8.97 \cdot 10^{-4}$$

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

$$M = 95.248$$

$$P_{кр} := K_{св} \cdot \frac{T_{кр}}{M} = 26.097$$

$$P_{кр} := 26.097 \cdot 10^5 = 2.61 \times 10^6$$

Критическую температуру

$$t_{кр} := 1.05 \cdot t_{ср} + 160 = 249.25$$

Приведенной температура

$$T_{пр} := \frac{t_{срмол}}{T_{кр}} = 0.421$$

Приведенным давлением

$$P_{пр} := \left(\frac{P}{P_{кр}} \right) \cdot 10^{-5} = 0.247$$

Коэффициент сжимаемости можно определить по графику рис 7 $Z=1$

$$T_{пкр} = \sum (y_i \cdot T_{кр})$$

$$T_{пкр} := 16 \cdot T_{кр} = 5.682 \times 10^3$$

$$P_{пкр} := \sum (y_i \cdot P_{кр})$$

$$P_{пкр} := 16 \cdot P_{кр} = 417.553$$

$$y_i := 16$$

$$P := 6.452 \cdot 10^5 \text{ Па}$$

$$650 \text{ КПа}$$

C – P приложение – 10 при низких температурах

$$x1 := 15 \quad x2 := 2.8 \quad x3 := 1.5 \quad x4 := 4 \quad x5 := 3.2 \quad x6 := 0.2 \quad x7 := 0.7 \quad x8 := 0.25 \quad x9 := 0.017$$

$$x10 := 0.03 \quad x11 := 0.012 \quad x12 := 0.006 \quad x13 := 0.00001$$

C – P приложение – 11 при высоких температурах

$$y1 := 30 \quad y2 := 12 \quad y3 := 7.5 \quad y4 := 3.7 \quad y5 := 3.2 \quad y6 := 1.7 \quad y7 := 1.4 \quad y8 := 6 \quad y9 := 4.9 \quad y10 := 2.5$$

$$y11 := 0.2 \quad y12 := 0.6 \quad y13 := 0.25$$

$$x_{см} := x1 + x2 + x3 + x4 + x5 + x6 + x7 + x8 + x9 + x10 + x11 + x12 + x13 = 27.715$$

$$y_{см} := y1 + y2 + y3 + y4 + y5 + y6 + y7 + y8 + y9 + y10 + y11 + y12 + y13 = 73.95$$

$$\frac{\mu_{см}}{\mu_{см}} = 2.668 \quad k := 2.668$$

Коэффициент активности определит по графику 9 на 23 ст

$$y := 0.95 \quad P := 6.452 \cdot 10^5 \text{ Па}$$

$$f := y \cdot P = 6.129 \times 10^5$$

$$\mu_{см} := \frac{f}{P}$$

Вязкость

Динамическая вязкость газов и паров в диапазоне температуры на 20°C

CH₄ C₂H₄ C₂H₆ C₃H₆ C₃H₈ ИЗ C₄H₁₀ Н C₄H₁₀ ИЗ C₅H₁₂ Н C₅H₁₂ Н C₆H₁₄

Н Н Н HC₁₀H₂₂ -
C₇H₁₆- C₈H₁₈- C₉H₂₀ -

Динамическая Вязкость в Па.сек с множителем 10⁻⁸ (internet)

$$m1 := 0.00001092 \quad m2 := 0.0000915 \quad m3 := 0.00001290 \quad m4 := 0.0000840 \quad m5 := 0.0000800 \quad m6 := 0.0000744$$

$$m7 := 0.0000735 \quad m8 := 0.0000685 \quad m9 := 0.0000668 \quad m10 := 0.0000644$$

$$m_d := m1 + m2 + m3 + m4 + m5 + m6 + m7 + m8 + m9 + m10 = 6.269 \times 10^{-4}$$

$$\nu := \frac{m_d}{\rho_{см}} = 1.911 \times 10^{-3} \quad \text{Кинематическая вязкость}$$

Условную вязкость нашел по приложению 12 приложения

$$\nu_{Ут} := 1.09$$

$$\nu_t := 7.41 \cdot \nu_{Ут} = 8.077$$

При небольших давлениях вязкость жидких продуктов можно вычислить по формуле

$$a_{ж} := 0.01 \quad \text{Рризб равна от } P_{кр} \text{ 15\% малло} \quad 26.097 - 3.915 = 22.182$$

$$P_{ризб} := 22$$

$$m_d = 6.269 \times 10^{-4} \quad m_p := m_d \cdot (1 + a \cdot P_{ризб}) = 7.648 \times 10^{-4}$$

Вязкостно - массовая константа (ВМК)

ν_{100} нашел по формуле 39 для больших значений вязкости выше 16⁰ВУ

$$d_{15} := (d_4)^{20} + 5 \cdot a \quad d_{15} := 0.8778 + 5 \cdot 0.01 = 0.928$$

$$(d_4)^{20} := 0.8778 \quad \nu_{100} := 7.41 \cdot \nu_{Ут} = 8.077 \quad \frac{\text{мм}^2}{\text{с}}$$

$$a_{ж} := 0.01$$

$$\text{ВМК} := (d_{15} \cdot 0.468 - 0.038 \cdot \log(\nu_{100})) \div 0.689 - 0.011 \cdot \log(\nu_{100}) = 5.79 \times 10^{-3}$$

Тепловые Свойства

$$C_{ср} := \left(\frac{1}{\sqrt{d_{15}}} \right) \cdot (0.762 - 0.0034 \cdot t) = 0.713$$

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

$$C_p := \left(\frac{4 - d_{15}}{1541} \right) \cdot (1.8 \cdot T + 212) = 1.481$$

С учетом характеризующего фактора уравнение будет иметь вид

$$C := \left(\frac{4 - d15}{1541} \right) \cdot (1.8 \cdot T + 211) \cdot (0.146 \cdot K - 0.41) = 0.905$$

Теплоемкость смесей нефтепродуктов может быть выражена

$$C_{см} := C1 \cdot x1 + C2 \cdot x2 + C3 \cdot x3$$

Теплоемкость отдельного компонента рассчитываю по формуле 43

$$C1 := \left(\frac{4 - d1}{1541} \right) \cdot (1.8T + 211) \quad d_{см} = 0.328$$

$$C_{см} := \left(\frac{4 - d_{см}}{1541} \right) \cdot (1.8 \cdot T + 211) = 1.768$$

Для определения теплоты испарения парафинистых низкокипящих нефтепродуктов можно использовать уравнение Крега

$$L_{ж} := \left(\frac{1}{d15} \right) \cdot (354.1 - 0.3768 \cdot t_{срмол}) = 320.922$$

Теплота испарения конденсация может быть найдена где $L_{п}$ и $L_{ж}$ энтальпия впаровой и жидкой

$$L_{к} := L_{п} - L_{ж}$$

Для определения энтальпии жидких нефтепродуктов

$$L_{ж} := \left(\frac{1}{\sqrt{d15}} \right) \cdot (0.0017 \cdot T + 0.762 \cdot T - 334.25) = -113.119$$

Для определения энтальпии паров нефтепродуктов

$$L_{п} := (129.58 + 0.134 \cdot T + 0.00059 \cdot T^2) \cdot (4 - d15) - 308.99 = 368.291$$

$$L_{к} := L_{п} - L_{ж} = 481.41$$

$$\frac{M \cdot I}{T_{кр}} := f \cdot (P_{гр}, T_{гр})$$

Отсюда находим I для каждого компонента газа чтобы потом определить энтальпию смеси

$$T_{гр} = 0.421$$

$$\frac{M \cdot I}{T_{кр}} := 33 \quad \text{от рисунок 12 нашел}$$

$$P_{гр} = 0.247$$

CH₄, CO₂, N₂, S, H₂S

$$I1 := \frac{33 \cdot T_{кр}}{16} = 732.396$$

$$I2 := \frac{33 \cdot T_{кр}}{44} = 266.326$$

$$I3 := \frac{33 \cdot T_{кр}}{28} = 418.512$$

$$I4 := \frac{33 \cdot T_{кр}}{32} = 366.198$$

$$I5 := \frac{33 \cdot T_{кр}}{34}$$

$$I_{см} := I1 \cdot 0.97 + I2 \cdot 0.004 + I3 \cdot 0.016 + I4 \cdot 0.003 + I5 \cdot 0.007 = 721.696$$

Массовый объемный и мольный состав
рассчитываем массовую долю на 1000 кг

$$m_{д1} := 1000 \cdot 0.97 = 970$$

$$m_{д2} := 1000 \cdot 0.004 = 4$$

$$m_{д3} := 1000 \cdot 0.016 = 16$$

$$m_{д4} := 1000 \cdot 0.003 = 3$$

$$m_{д5} := 1000 \cdot 0.007 = 7$$

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

$$d1 := 0.97 \quad d2 := 0.004 \quad d3 := 0.016 \quad d4 := 0.003 \quad d5 := 0.007$$

$$d_{см} := d1 + d2 + d3 + d4 + d5 = 1$$

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

Конфликт интересов (Conflict of interest)

Авторы подтверждают, что представленные данные не содержат конфликта интересов.

Библиография (References)

1. Суханов, В. П. Переработка нефти : учебник / В. П. Суханов.-Москва : Высшая школа, 1974.-336 с. – Библиогр : с. 334. – Текст : непосредственный.
2. Т. 4: Нефти Средней Азии, Казахстана, Сибири и острова Сахалин. Т. 4 / Сост. В. Дриацкая, М. А. Мхчян, Н. М. Жмыхова [и др.].-1974.-787 с – Текст : непосредственный.
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. – Текст : непосредственный.
4. Гуревич, И.Л. Технология переработки нефти и газа. ч.1.: учебник / Гуревич И.Л. – Москва : Химия, 1972. - 360 с. – Текст : непосредственный.
5. Кикоина, И.К. Справочник : справочное пособие / Кикоина И.К – Москва : Атомиздат, 1976 - 1008 с. – Текст : непосредственный.
6. Бабичев, А.П. Физические величины : справочник / А.П. Бабичев, И.С. Григорьева, Е.З. Мейлихова. – Москва : Энергоатомиздат, 1991.–1231 с. – Текст : непосредственный.
7. Сарданашвили, А.Г. Примеры и задачи по технологии переработки нефти и газа : задачник / А.Г. Сарданашвили, А.И. Львова. – Москва : Химия, 1980. - 256 с. – Текст : непосредственный.