

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
нефти Новопетровского месторождения**

**Calculation methods for determining the physico-chemical properties and
composition of oil Novopetrovskoye field**

Гашпар Фелисиану Гомеш, Feliciano Gomes Gaspar¹

Валиев Динар Зиннурович, Valiev Dinar Zinnurovich²

Кемалов Руслан Алимович, Kemalov Ruslan Alimovich³

Кемалов Алим Фейзрахманович, Kemalov Alim Feizrahmanovich⁴

магистрант кафедры технологии нефти, газа и углеродных материалов¹

старший преподаватель кафедры технологии нефти, газа и углеродных материалов²

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

доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой технологии нефти, газа и
углеродных материалов⁴

Казанский (Приволжский) федеральный университет, Институт геологии нефтегазовых,
технологий, Казань, Россия

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

E-mail: felicianogaspar68@gmail.com

Аннотация: цель данной работы является определение физико-химических свойств нефти Новопетровского месторождения, используя учебное пособие авторов А.Г. Сарданашвили и А.И. Львова. Их определение считается очень важным для успеха проекта и оптимизации процессов добычи,

переработки и транспортировки нефти. Они могут быть использованы для разработки более эффективных технологий в нефтяной отрасли, а также улучшить качество получаемых нефтепродуктов. В работе были поставлены задачи по расчету следующих физико-химических свойств новопетровского месторождения: 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. Расчеты провели по известном алгоритмом с помощью программы Mathcad.

Abstract: The purpose of this work is to study and calculate the physical and chemical properties of oil from the Novopetrovskoye field, using a textbook by the authors A.G. Sardanashvili and A.I. Lov. Their determination is considered very important for the success of the project and optimization of the processes of oil production, refining and transportation; they can be used to develop more efficient technologies in the oil industry, as well as improve the quality of the resulting petroleum products. As part of the work, tasks were set to calculate the physical and chemical properties of the Novopetrovskoye deposit, the following parameters: characteristic boiling points of petroleum fractions, characteristic factor, density, molecular weight, saturated vapor pressure, critical parameters and reduced constants, compressibility coefficient, fugacity, viscosity, thermal properties, mass volume and molar composition.

Ключевые слова: температура кипения, вязкость, сжимаемость, плотность, мольный состав.

Keywords: boiling point, viscosity, compressibility, density, molar composition.

1. Введение (Introduction)

Новопетровское месторождение — самое северное и одно из наиболее крупных разрабатываемых нефтегазоконденсатных месторождений углеводородов на полуострове Ямал. Расположено в Ямальском районе Ямало-Ненецкого автономного округа, в 360 км к северо-востоку от города Салехард, в 30 км от побережья Обской губы. Его извлекаемые запасы категорий С1 и С2 — более 250 млн тонн нефти и конденсата, а также более 320 млрд кубометров газа (с учётом палеозойских отложений).

Добыча углеводородов на полуострове Ямал ведется в сложных климатических условиях Заполярья. Зимой температура воздуха в районе Новопетровского месторождения может опускаться до $-55\text{ }^{\circ}\text{C}$.

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.

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.

Introduction

The Novoportovskoye oil field is the northernmost and one of the largest developed oil and gas condensate hydrocarbon fields on the Yamal Peninsula. Located in the Yamal district of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug, 360 km northeast of the city of Salekhard, 30 km from the coast of the Ob Bay. Its recoverable reserves of categories C1 and C2 are more than 250 million tons of oil

and condensate, as well as more than 320 billion cubic meters of gas (including Paleozoic deposits).

Hydrocarbon production on the Yamal Peninsula is carried out in the difficult climatic conditions of the Arctic. In winter, the air temperature in the Novoportovskoye field area can drop to $-55\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Most of the problems are intended to be solved in group seminars, but they can also be used as tests and homework. The manual can also be useful when students' complete coursework and diploma projects. It contains reference materials necessary to solve problems. When studying materials, it is necessary to use the main textbooks on the course of oil and gas processing technology.

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.

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 (tcp. об.), средне – молекулярную (tcp. мол), средне – массовую (tcp. масс), средне – кубическую (tcp. куб) и средне – усредненную (tcp. уср). Данные значения мы находили из уравнений, которые написаны в пособии Сарданашвили:

— средне – объемная температура кипения- 204.545

$$tcp.об = (V_1t_1 + V_2t_2 + \dots + V_nt_n) / (V_1 + V_2 + \dots + V_n)$$

— средне – массовая температура кипения- 208.545

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

— средне – молекулярная температура кипения- 149.545

$$t_{\text{ср.мол}} = (N_1 t_1 + N_2 t_2 + \dots + N_n t_n) / (N_1 + N_2 + \dots + N_n)$$

— средне – кубическая температура кипения - 174.545

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

— средне – усредненная температура кипения - 154.545

$$t_{\text{ср.уср}} = (t_{\text{ср.мол}} + t_{\text{ср.куб}}) / 2$$

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 на при фиксированных температурах, а в интервале температур.

2.2 Характеристический фактор

Характеристический фактор К 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 определяет 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 определяли по приложению $d_4^{20} - 20$ температура воды, 4 – температура нефти

По уравнению К которая получилась 7.491

После того как мы определили коэффициент К 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 менее, 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: кг/м³, г/см³, кг/л, т/м³. В системе СИ кг/м³.

В нефтепереработке при расчете физико-химических свойств нефтепродуктов принято пользоваться относительной плотностью, представляющей собой соотношение плотностей жидкого нефтепродукта и дистиллированной воды при определении температурах, обозначают относительную плотность d_4^{t1t2} , где $t1$ – температура воды, °С; $t2$ – температура нефтепродукта, °С. В СССР $t1 = 4^\circ\text{C}$, $t2 = 20^\circ\text{C}$.

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

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

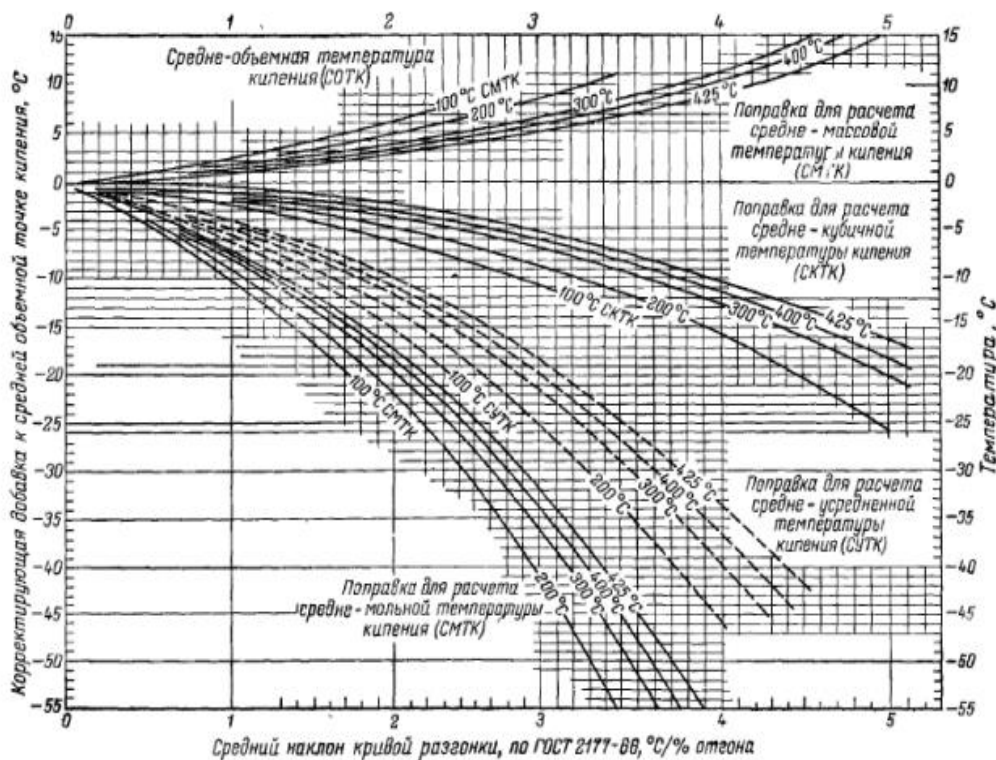
Для нефтей парафинистых $\beta = 0,736$; $n = 0,13$

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

По формуле мы определили $d^{420} = 0.703 d_4 t = d^{420} - \alpha (t - 20)$

Где d^{420} - 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, ст.39



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 C^{12} .

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 K , с которой я вычислил молекулярную массу

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

$$M = 93.753$$

$$M_{\text{ср}} = 154 \text{ (По табли. Менделеева)}$$

Вывод: В данном разделе мы рассмотрели и рассчитали молекулярную массу нефти и среднюю молекулярную массу смеси той нефти. Так мы получили $M=95.248$ и $M_{\text{ср}}=154$ (По табли. Менделеева).

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 $\lg(P - 3158) = 7.6715 - (2.68f(T))/f(T_0)$ 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 Ашворт

$$\lg(P - 3158) = 7.6715 - \frac{2.68f(T)}{f(T_0)}$$

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

$$P = 6.57 \cdot 10^5 \text{ Па}$$

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 $\Delta \text{фр}$ для Ароматических – 2

Дальше подставляем в формулу P_{38} $P_{38} = 52.6 \text{ Кпа}$

Эта 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 объём — это объём 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 P 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

$$T_{кр} = 355,101$$

$$P_{кр} = 28,373$$

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

$$P_{пр} = \frac{P}{P_{кр}}$$

$$P_{пр}=0.232$$

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 44 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

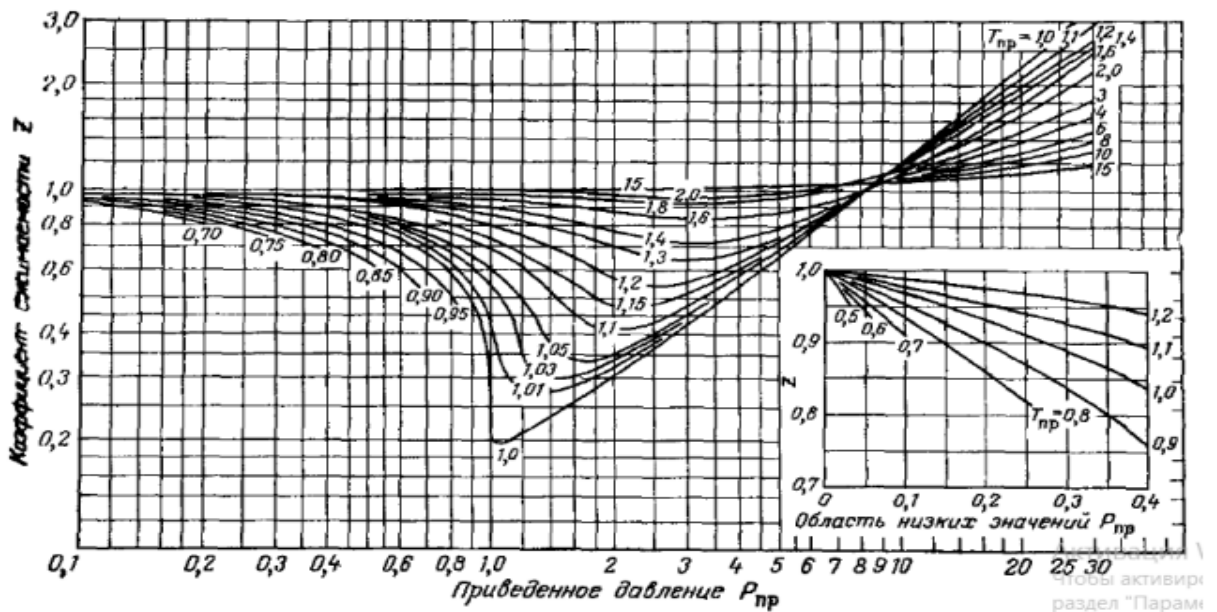


График для определения коэффициента сжимаемости Z .

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 адативности можно использовать формулу.

$$T_{п.кр} = \sum y_i T_{кр i}$$

$$P_{п.кр} = \sum y_i P_{кр i}$$

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

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.

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.

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.

$$\nu = \mu / \rho$$

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

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

Значение для каждого компонента газа нашел по пособию источники

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	Оксид азота NO	Золь азота N ₂	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	Оксид 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	—	—	336	1280	—	—	—	—	—
-180	650	—	—	—	790	399	—	663	930	710	—	—	375	1400	—	—	—	—	—
-170	718	—	—	—	870	430	—	730	995	785	—	—	414	1510	—	—	—	—	—
-160	783	—	—	—	950	460	—	800	1065	860	—	—	453	1615	—	—	—	—	—
-150	846	850	—	—	1025	488	—	860	1117	935	—	—	490	1720	—	—	—	—	—
-140	907	930	—	—	1105	516	—	922	1176	1010	—	—	528	1819	—	—	—	—	—
-130	967	1000	—	—	1180	542	—	990	1235	1085	—	—	566	1915	—	—	—	—	—
-120	1028	1064	—	—	1255	568	—	1050	1290	1150	—	—	603	2005	—	—	1030	—	—
-110	1082	1130	—	—	1325	593	—	1109	1345	1218	—	—	640	2095	—	—	1090	—	—
-100	1143	1198	—	—	1405	618	—	1170	1400	1286	—	—	677	2182	—	—	1150	552	—
-75	1285	1357	990	870	1585	677	—	1312	1525	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	1682	1223	855
20	1766	1895	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	2655	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	5120	2968	5796	3155	3309	3370	2700	2140	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	4365	4660	4940	—	—	2820	7100	4040	4140	4100	—	—
1000	4800	5075	—	3990	6160	2355	4560	4850	5240	5470	—	—	3135	7855	4540	4658	4530	—	—

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

Для практического описания нефтепродуктов используют условную вязкость измеряется в градусах ВУ-ВУ°, под которой понимают отношение продолжительности истечения 200 мл нефтепродукта из эталонного вискозиметра при температуре испытания. Продолжительность выпуска такого же количества дистиллированной воды при 20°C. Условная плотность рассчитывается по кинематической 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 $VUt=1.69$

Далее подставляем в формуле

$$vt = 7.41 * VUt$$

$$vt=12.523$$

При небольших давлениях вязкость μ жидких продуктов можно вычислить по формуле

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

μ_p -динамическая вязкость при атмосферном давлении; p - избыточное давление Па; a -постоянная 0,001

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

$$\text{ВМК} = \frac{d_{15}^{15-0.468-0.038 \lg v_{100}}}{0.689 * 0.011 \lg v_{100}}$$
$$v_t = 7.41 * \text{ВУ}t$$

V100 найдено по формуле

После чего перевел относительную плотность d_4^{20} в европейскую систему d_{15}^{15} После подставляем значение в формулу ВМК 24.555

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).

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 0.821

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

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

$C_p = 1.576$ 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 1.124

Теплоемкость отдельного компонента рассчитываю по формуле

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

$d_{cm} = 0.352$

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

$$C_{см} = 1.751$$

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 тепло ты 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.

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

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 416.736

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

Для жидкости пользуемся формулой

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

Отсюда у нас получилась энтальпия для жидкости -130.71

Дальше определяем энтальпию для паров по формуле

Энтальпия для паров получилась 412.157

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

Далее найденные значения энтальпии паров и жидкости подставляем в

формулу $L = I_t^п - I_t^ж$

L получилась 542.868

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

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

I для смеси – 693.033

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.

РЕЗУЛЬТАТЫ (RESULTS)

Расчет и моделирование физико-химических характеристик
нефти новопортовского месторождения

1. Характеристические точки кипения нефтяных фракций

Средне обьная температура кипения Нефти Т-4 393 ст

$v_1 := 16\%$	$t_1 := 120$
$v_2 := 19\%$	$t_2 := 140$
$v_3 := 20\%$	$t_3 := 150$
$v_4 := 22\%$	$t_4 := 160$
$v_5 := 26\%$	$t_5 := 180$
$v_6 := 30\%$	$t_6 := 200$
$v_7 := 34\%$	$t_7 := 220$
$v_8 := 37\%$	$t_8 := 240$
$v_9 := 42\%$	$t_9 := 260$
$v_{10} := 46\%$	$t_{10} := 280$
$v_{11} := 54\%$	$t_{11} := 300$

$$t_{\text{ср об}} := \frac{(t_1 + t_2 + t_3 + t_4 + t_5 + t_6 + t_7 + t_8 + t_9 + t_{10} + t_{11})}{11} = 204.545$$

$$\frac{(t_{11} - t_1)}{(54 - 16)} = 4.737$$

Средне Массовая

$G_1 := 10.2\%$	$G_4 := 15.8\%$	$G_7 := 27.1\%$	$G_{10} := 43.2\%$
$G_2 := 13\%$	$G_5 := 19.1\%$	$G_8 := 31.8\%$	$G_{11} := 48.7\%$
$G_3 := 14.4\%$	$G_6 := 22.9\%$	$G_9 := 37.4\%$	

$t_{1w} := 120$	$t_{2w} := 140$	$t_{3w} := 150$	$t_{4w} := 160$	$t_{5w} := 180$
$t_{6w} := 200$	$t_{7w} := 220$	$t_{8w} := 240$	$t_{9w} := 260$	$t_{10w} := 280$
$t_{11w} := 300$				

$$t_{\text{средняя}} := \frac{(G_1 \cdot t_1 + G_2 \cdot t_2 + G_3 \cdot t_3 + G_4 \cdot t_4 + G_5 \cdot t_5 + G_6 \cdot t_6 + G_7 \cdot t_7 + G_8 \cdot t_8 + G_9 \cdot t_9 + G_{10} \cdot t_{10} + G_{11} \cdot t_{11})}{11} = 59.795$$

Приложение 2

$$t_{\text{средняя}} := t_{\text{средняя}} + 4 = 208.545$$

$$t_{\text{средняя}} := t_{\text{средняя}} - 30 = 174.545$$

$$t_{\text{средняя}} := t_{\text{средняя}} - 50 = 154.545$$

$$t_{\text{средняя}} := t_{\text{средняя}} - 55 = 149.545$$

Характеристический фактор

$$K := \frac{\left(1.2251 \sqrt[3]{159.545}\right)}{\left[(d_4)^{20} + 0.0092\right]} \quad (d_4)^{20} := 0.8537$$

$$K_{\text{w}} := \frac{\left(1.2251 \sqrt[3]{159.545}\right)}{(0.8537 + 0.0092)} = 7.7$$

$$\beta := 0.722 \quad (d_4)^{20} := \beta \cdot \left(\frac{t_{cp}}{100}\right)^n$$

$$n := 0.159 \quad d := 0.722 \cdot \left(\frac{90}{100}\right)^{0.159} = 0.71$$

$$t_{cp} := 90$$

$$(d^t)_A := (d_4)^{20} - a \cdot (t - 20) \quad a := 0.000897$$

$$dt := 0.8537 - 0.000897 \cdot (22 - 20) = 0.852 \quad t_{окрст} := 22$$

$$\frac{100}{dcm} := \frac{t_{срмасс} + t_{сркуп} + t_{срцсп} + t_{срмом}}{(d_4)^{20} + (d_4)^{20} + (d_4)^t}$$

$$(0.8537 + 0.71 + 0.852) \cdot 100 := (208.545 + 174.545 + 154.545 + 149.545) \cdot dcm$$

$$dcm := \frac{24157}{68718} = 0.352$$

$$100dcm := \sum_1 \left[\left[Vt \cdot (d_4)^{20} \right] \right]$$

$$100 - 0.352 := 24157 \cdot Vt$$

$$\frac{(100 - 0.352)}{24157} = 14.571$$

$$Vt := 14.571$$

$$\frac{G}{dcm} := \sum_1 \frac{G_t}{(d_4)^{20}}$$

$$\frac{G}{0.352} := \frac{100}{2.4157}$$

$$\frac{(100 - 0.352)}{2.4157} = 14.571$$

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

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

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

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

Абсолютную плотность газов и паров ρ , кг/м^3 при нормальных условиях можно найти, зная массу M и объем 1 моль газа $22,414$

$$M := 29.9 \quad \rho := \frac{M}{22.4} \quad \rho := \frac{28.9}{22.4} = 1.29$$

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

$$\rho_r := \rho \cdot \frac{273}{t + 273} \quad \rho_r := 1.29 \cdot \frac{273}{20 + 273} = 1.202$$

$$t := 20 \quad T := 293 \text{ К}$$

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

$$k := 7.491$$

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

$$\frac{M}{M_w} := (7 \cdot 7.491 - 21.5) + (0.75 - 0.04 \cdot 7.491) \cdot 149.545 + (0.0003 \cdot 7.491 - 0.00245) \cdot 149.545^2 = 93.753$$

Молекулярная масса смеси находится по формуле:

$$\text{CH}_4 := 95.3\% \quad \text{CO}_2 := 1\% \quad \text{N}_2 := 1.5\% \quad \text{S}_2 := 0.9\% \quad \text{H}_2\text{S} := 1.3\%$$

$$M_{\text{см}} := 16 + 44 + 28 + 32 + 34 = 154 \quad (\text{По табл. Менделеева})$$

$$\frac{100}{M_{\text{см}}} := \frac{89.38}{88} \quad \left(\frac{100 - 88}{89.38} \right) = 98.456$$

$$M_{\text{см}} := 98.456$$

Для подсчета давления насыщ. паров узких фракций при низких давлениях

$$T_{\text{Г0}} := 6.660$$

$$\ln(P - 3158) := 7.6715 - \frac{2.68 \cdot T_{\text{Г0}}}{T_{\text{Г0}}}$$

$$T_{\text{Г}} := 3.031$$

$$\ln(P - 3158) := 6.451$$

$$T_{\text{Г}} := 101300$$

$$P - 3158 := 6.451 \cdot T_{\text{Г}}$$

$$P := 6.57 \cdot 10^5 \quad \text{Па}$$

Для определения давления насыщ. паров светлых нефтепродуктов и их узких фракций предложено формуле

Для ароматически

$$\phi_{\text{р}} := 2$$

$$P_{\text{ЗВ}} := 6 + 23.3 \cdot \phi_{\text{р}} = 52.6 \quad \text{кПа}$$

Критические параметры ($T_{\text{кр}}$, K и $P_{\text{а}}$) можно подсчитать по эмпирическим формулам

$$K = 7.491$$

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

Для Ароматических

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

$$M = 93.753$$

$$P_{\text{кр}} := K \cdot \frac{T_{\text{кр}}}{M} = 28.373$$

Критическую температуру

$$t_{кр} := 1.05 \cdot t_{ср} + 160 = 254.5$$

Приведенной температура

$$T_{пр} := \frac{t_{ср\text{моп}}}{t_{кр}} = 0.588$$

Приведенной давлении

$$P_{пр} := \left(\frac{P}{P_{кр}} \right) \cdot 10^{-5} = 0.232$$

Коэфф сжимаемости можно определить по графику рис 7 $Z=0.9$

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

$$P_{прк} := 16 \cdot P_{кр} = 453.969$$

Вязкость

Условную вязкость нашел по приложению 12

$$\nu_{yt} := 1.69 \quad \nu_{100} := 7.41 \cdot \nu_{yt}$$

Вязкотно массовая константа (ВМК)

$$\text{ВМК} := \frac{(d_{15_{15}} - 0.468 - 0.038 \cdot \lg(\nu_{100}))}{(0.689 - 0.011 \cdot \lg(\nu_{100}))}$$

$$d_{15_{15}} := (d_4)^{20} + 5 \cdot a$$

$$d_{15_{15}} := 0.71 + 5 \cdot a = 0.714$$

$$\underline{\underline{\nu_{100}}} := 7.41 \cdot \nu_{yt} = 12.523 \quad \frac{\text{мм}^2}{\text{с}}$$

$$\text{ВМК} := \frac{[0.714 - 0.468 - 0.038 \cdot \lg((12.523))]}{[0.689 - 0.011 \cdot \lg((12.523))]} = 24.555$$

Тепловые свойства

Средняя теплоемкость

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

$$c_{cp} := \left(\frac{1}{\sqrt{d_{15,15}}} \right) \cdot (0.762 - 0.0034 \cdot t) - 0.821$$

Истинная теплоемкость нефтепродукта в паровой фазе при малом постоянном давлении

$$c_p := \left[\frac{(4 - d_{15,15})}{1541} \right] \cdot (1.8 \cdot T + 212) - 1.576$$

С учетом характеризующего фактора уравнение будет иметь вид

$$c := \left[\frac{(4 - d_{15,15})}{1541} \right] \cdot [1.8 \cdot (t + 273) + 211] \cdot (0.146 \cdot k - 0.41) - 1.124$$

Теплоемкость отдельного компонента рассчитывают по формуле

$$c_{cm} := \left[\frac{(4 - d_{cm})}{1541} \right] \cdot (1.8 \cdot T + 212) - 1.751$$

Для определения теплоты испарения парафинистых низкокипящих нефтепродуктов можно по формуле

$$L_{жид} := \frac{1 \cdot (354.1 - 0.3768 \cdot t_{ср\,исп})}{d_{15,15}} - 416.736$$

Теплота испарения может быть найдена по известной энтальпии нефтепродукта в паровой $L_{пар}$ и $L_{жид}$ фазе при одинаковых температуре и давлении:

$$L_{ж} := \left(\frac{1}{\sqrt{d_{15,15}}} \right) \cdot (0.0017 \cdot T + 0.762T - 334.25) - 130.71$$

Для определения энтальпии паров нефтепродуктов

$$L_{п} := (129.58 + 0.134T + 0.00059 \cdot T^2) \cdot (4 - d_{15,15}) - 308.99 - 412.157$$

$$L_k := L_p - L_j$$

$$L_k = 542.868$$

$\frac{M_i}{T_{кр}} = f(P_{гр}, T_{гр})$ Отсюда для каждой компоненты газа чтобы потом определить энтальпию смеси

$$T_{гр} = 0.588$$

$$\frac{M_i}{T_{кр}} = 32 \quad \text{по рисунку 12}$$

$$P_{гр} = 0.232$$

CH₄, CO₂, N₂, S, H₂S

$$I1 := \frac{(32 \cdot T_{кр})}{16} = 710.202$$

$$I2 := \frac{(32 \cdot T_{кр})}{44} = 258.255$$

$$I3 := \frac{(32 \cdot T_{кр})}{28} = 405.83$$

$$I4 := \frac{(32 \cdot T_{кр})}{32} = 355.101$$

$$I5 := \frac{(32 \cdot T_{кр})}{34} = 334.213$$

$$I_{см} := I1 \cdot 0.953 + I2 \cdot 0.01 + I3 \cdot 0.015 + I4 \cdot 0.009 + I5 \cdot 0.013 = 693.033$$

Массовый объемный и мольный состав рассчитываем массовую долю на 1000 кг

$$m_{д1} := 1000 \cdot 0.953 = 953$$

$$m_{д2} := 1000 \cdot 0.01 = 10$$

$$m_{д3} := 1000 \cdot 0.015 = 15$$

$$m_{д4} := 1000 \cdot 0.009 = 9$$

$$m_{д5} := 1000 \cdot 0.013 = 13$$

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

$$d1 := 0.953$$

$$d2 := 0.01$$

$$d3 := 0.015$$

$$d4 := 0.009$$

$$d5 := 0.013$$

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

Дискуссия (Discussion)

В работе было получено значение характеризующего фактора $K = 7.491$ поскольку $K \leq 10$ что позволяет отнести нефть к ароматическим.

Плотность нефти при 20°C $d_4^{20} = 703$ что позволяет отнести нефть к легким.

Молекулярная масса светлых фракций нефти получена $M=154$ что говорит о преобладании легких фракций.

Давление насыщенных паров фракции $70-260^{\circ}\text{C}$ $P=6.57 \cdot 10^5$ Па. Фракция нефти с температурой кипения $70-260^{\circ}\text{C}$ и давлением насыщенных паров 6.57 МПа характеризуется как среднестиллятная фракция, таким как газойль.

Коэффициент сжимаемости 0.9 указывает на то, что газ ведет себя не идеально и его фактический объем больше, чем объем, предсказанный уравнением состояния идеального газа.

Фракция с ВМК 76.57 (предполагая $\text{мПа} \cdot \text{с} / \text{г} / \text{см}^3$) — это, вероятно, высоковязкая фракция, возможно, тяжёлый газойль или часть мазута, содержащая значительное количество высокомолекулярных компонентов.

Теплота испарения $542,868$ кДж/кг указывает на довольно высокую энергию, необходимо для превращения вещества из жидкого состояния в газообразное и может указывает на нефтепродукт с низкую или среднюю летучесть.

Выводы (Conclusions)

Был проведен анализ физико-химических свойств нефти новопетровского месторождения и рассчитана: относительной плотности, молекулярной массы, давления насыщенных паров, вязкости, тепловых свойств и компонентного состава. Расчеты провели по известному алгоритму с помощью программы Mathcad.

Нефти новопетровского месторождения являются малосернистыми (серы $0,13-0,14\%$), но содержит значительно больше парафина ($7,65-8,80\%$) и светлых фракций (до 350°C - $69,0-62,2\%$).

Список литературы (References):

1. 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
2. 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.
3. Гуревич, И.Л. Технология переработки нефти и газа. ч.1.: учебник / Гуревич И.Л. – Москва: Химия, 1972. - 360 с. – Текст: непосредственный.
4. Кикоина, И.К. Справочник: справочное пособие / Кикоина И.К – Москва: Атомиздат, 1976 - 1008 с. – Текст: непосредственный.
5. Бабичев, А.П. Физические величины: справочник / А.П. Бабичев, И.С. Григорьева, Е.З. Мейлихова. – Москва: Энергоатомиздат, 1991.–1231 с. – Текст: непосредственный.