

УДК 620

4.3.1. Технологии, машины и оборудование для агропромышленного комплекса (технические науки, сельскохозяйственные науки)

МЕТОДЫ РАСЧЕТА ПЛОТНОСТИ БЕНЗИНОВЫХ НЕФТЯНЫХ ФРАКЦИЙ

Харченко Павел Михайлович
к.т.н., доцент, доцент кафедры
SPIN-код 4075-3151
1960324@mail.ru

Карпенко Владимир Денисович
к.т.н., доцент, старший научный сотрудник

ФГБОУ ВПО Кубанский государственный аграрный университет, Краснодар, Россия

В статье приведены расчеты плотности бензиновых нефтяных фракций в настоящее время наибольшее распространение получили эмпирические и полуэмпирические методы. Для расчета плотности бензиновых нефтяных фракций при давлении до 350 МПа используется нормограмма API. По оценке авторов наибольшая погрешность расчетов оценивается в 2%. Авторами была проверена применимость этой методики для нефтей и нефтепродуктов различных месторождений Советского Союза. Отмечается, что средние отклонения результатов расчета от экспериментальных достигали 7-10%, и даже выше. Большой экспериментальный материал по исследованию плотности нефтей и бензиновых нефтяных фракций был накоплен в работах Отраслевой телофизической лаборатории Грозненского нефтяного института. Большой экспериментальный материал по исследованию плотности нефтей и бензиновых нефтяных фракций был накоплен в работах Отраслевой телофизической лаборатории Грозненского нефтяного института. Измерения проводились в интервале температур 293÷623 К и давлении 0,1-60 МПа. Относительная погрешность расчета плотности по уравнению в сравнении с экспериментальными данными составила 0,2-0,3%. Указанные выше уравнения предназначены для расчета плотности нефтей и нефтепродуктов в жидкой фазе вдали от линии насыщения. Считается, что они непригодны для описания плотности вблизи и на самой линии фазового перехода. Указанные выше уравнения предназначены для расчета плотности нефтей и бензиновых нефтяных фракций в жидкой фазе вдали от линии насыщения. Считается, что они непригодны для описания плотности вблизи и на самой линии фазового перехода

Ключевые слова: БЕНЗИНОВЫЕ НЕФТЯНЫЕ

UDC 620

4.3.1. Technologies, machinery and equipment for the agro-industrial complex (technical sciences, agricultural sciences)

METHODS FOR CALCULATING THE DENSITY OF GASOLINE OIL FRACTIONS

Kharchenko Pavel Mikhailovich
Cand.Tech.Sci., associate professor
RSCI SPIN-code 4075-3151
1960324@mail.ru

Karpenko Vladimir Denisovich
Cand.Tech.Sci., associate
professor, senior researcher
Kuban State Agrarian University, Krasnodar, Russia

In this article we give descriptions to calculate the density of gasoline-oil fractions, empirical and semi-empirical methods are currently most widely used. To calculate the density of gasoline-oil fractions at pressures up to 350 MPa, the API normogram is used. According to the authors, the largest calculation error is estimated at 2%. The authors tested the applicability of this technique for oils and gasoline-oil fractions of various fields of the Soviet Union. It is noted that the average deviations of the calculation results from the experimental ones reached 7-10%, and even higher. A large amount of experimental material on the study of the density of oils and gasoline-oil fractions was accumulated in the works of the Industrial Telephysical Laboratory of Grozny Oil Institute. A large experimental material on the study of the density of oils and gasoline-oil fractions was accumulated in the works of the Industrial Telephysical Laboratory of the Grozny Oil Institute. The measurements were carried out in the temperature range 293÷623 K and pressure 0.1-60 MPa. The relative error in calculating the density according to the equation in comparison with the experimental data was 0.2-0.3%. The above equations are designed to calculate the density of oils and gasoline-oil fractions in the liquid phase far from the saturation line. It is believed that they are unsuitable for describing the density near and on the phase transition line itself. The above equations are designed to calculate the density of oils and gasoline-petroleum fractions in the liquid phase away from the saturation line. It is believed that they are unsuitable for describing the density near and on the phase transition line itself

Keywords: GASOLINE OIL FRACTIONS,

ФРАКЦИИ, ПЛОТНОСТЬ,
ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ДАННЫЕ, РЕПЕРНОЕ
ЗНАЧЕНИЕ, ТЕМПЕРАТУРНАЯ
ЗАВИСИМОСТЬ, РАСЧЕТЫ

DENSITY, EXPERIMENTAL DATA, REFERENCE
VALUE, TEMPERATURE DEPENDENCE,
CALCULATIONS

<http://dx.doi.org/10.21515/1990-4665-190-020>

Для расчета плотности бензиновых нефтяных фракций в настоящее время наибольшее распространение получили эмпирические и полуэмпирические методы.

Американский нефтяной институт (API) [1] и термодинамический центр ВНИИПКНЕФТЕХИМА [1] для вычисления плотности нефтяных фракций при атмосферном давлении и температуре 138÷723К рекомендуют использовать нормограмму API, для использования которой требуется знание атмосферной плотности ρ_4^{20} и характеристического фактора K. Ошибка расчета плотности достигает 2%.

Существенным недостатком методики является нестыковка двух частей нормограммы при $\rho_4^{20}=0,85$ по плотности в пределах 2,7%.

В ряде случаев для расчета температурной зависимости плотности бензиновых нефтяных фракций применяют уравнение [1] вида:

$$\rho_t = \rho_0 - \gamma^{(t-t_0)}, \quad (1)$$

где ρ_0 — опорное значение плотности при температуре t_0 , кг/м³ (как правило $t_0=20^\circ\text{C}$);

γ — температурная поправка плотности, кг/м³·град.

Для расчета γ рекомендуется формула [1]:

$$\gamma = \frac{1}{1.706 - \frac{43.65}{M \cdot R_E}} \quad (2)$$

где R_E - удельная рефракция по Эйкману, определяемая по формуле [8]

$$R_E = \frac{(n_D^{t_0})^2 - 1}{n_D^{t_0}} \cdot \frac{1}{\rho_4^{20}} \quad (3)$$

Данная методика предполагается для нефтей и нефтепродуктов нефтяного и нефтяно-парафино-ароматического основания, продуктов термического и каталитического крекинга, масел, средняя ошибка расчета плотности составляет 0,22%.

Для обобщения экспериментальных данных по плотности прямогонных фракций самотлорской и мангышлакской нефтей использован метод подобия, основные принципы которого изложены в [2]. Зависимость плотности от температуры имеет вид

$$\rho_t = \rho_{\tau=0.5} \cdot \rho^* \quad (4)$$

где $\rho_{\tau=0.5}$ – реперное значение плотности при $T=0,5 T_{\text{пкр}}$ кг/м³;

ρ^* - приведенная плотность.

Значения $\rho_{\tau=0.5}$ и ρ^* рассчитываются по формулам:

$$\rho_{\tau=0,5} = \frac{\rho_0}{1,2979 - 0,54957\tau_0 - 0,09247\tau_0^2} \quad (5)$$

$$\rho^* = 1,2979 - 0,54957\tau - 0,09247\tau^2$$

(6)

где $\tau_0 = \frac{T_0}{T_{\text{пкр}}}$ – приведенные температуры соответственно при T_0 и T .

Средняя погрешность расчета составляет 0,11%.

В работе [12] предлагается формула:

$$\rho = \frac{\rho_4^{20} \cdot 10^3}{1 + \beta(T - 293,15)} \quad (7)$$

β – средний коэффициент объемного расширения, рассчитываемый по формуле

$$\beta = A + 2B(T - 288) \quad (8)$$

где $lgA = 3,91 + \frac{0,70}{\rho_{15}^{15}}$; $lgB = 8,69 + \frac{2,10}{\rho_{15}^{15}}$

формула предназначается при расчетах плотности бензиновых нефтяных фракций первичной перегонки, которые, в первую очередь, не содержат ароматических углеводородов, смолисто-асфальтовых веществ и твердых парафинообразных углеводородов.

Для вычисления плотности остаточного нефтяного сырья любой глубины отбора (не ниже 300°C) при температурах от точки затвердевания до 623 К в работе [2] использована следующая зависимость

$$\rho_4^t = \rho_4^{20} - \left(\frac{0,0000429}{\rho_4^{20}} - 0,00005 \right) (t - 20) \quad (9)$$

При отсутствии данных о ρ_4^{20} остатка, и если известны ρ_4^{20} всей нефти и значение отгона всех дистиллятов, то расчет производится по формуле [14]

$$(\rho_4^{20})_{\text{ост}} = (\rho_4^{20})_{\text{н}} \left[1 + 0,204 \left(\frac{x}{100} \right)^{0,8} \right] \quad (10)$$

Средняя погрешность вычисления плотности составляет 0,5% при максимальной до 2%.

Для расчета плотности бензиновых нефтяных фракций при давлении до 350МПа используется нормограмма API [1]. По оценке авторов наибольшая погрешность расчетов оценивается в 2%. Авторами [1] была проверена применимость этой методики для нефтей и бензиновых нефтяных фракций различных месторождений Советского Союза. Отмечается, что средние отклонения результатов расчета от экспериментальных достигали 7-10%, и даже выше.

Большой экспериментальный материал по исследованию плотности нефтей и бензиновых нефтяных фракций был накоплен в работах Отраслевой телофизической лаборатории Грозненского нефтяного института [2].

На основании методов теории подобия для расчета удельных объемов нефтей и бензиновых нефтяных фракций при повышенных давлениях авторами [2] было предложено использовать изотермическое уравнение Гэйти в интегральной форме:

$$G_{t,p} = G_t \left[1 - A \ln \frac{B(T)+P}{B(T)+P_0} \right] \quad (11)$$

где – $G_{t,p}$ и G_t – удельные объемы при температуре t при повышенном давлении P и атмосферном соответственно;

A – константа, не зависящая от температуры и давления;

$B(T)$ – температурная функция, МПа.

Значения коэффициентов A найдено отработкой экспериментальных P - V - T данных для большого числа бензиновых нефтяных фракций, а значения температурной функции $B(T)$, соответствующие найденным значениям A , вычисляются по формуле:

$$B(T) = B_{\tau=0,6} \left(-1,4927 + \frac{0,9078}{\tau} + \frac{0,5252}{\tau^2} + \frac{0,1038}{\tau^3} \right) \quad (12)$$

где τ – приведенная температура;

$B_{\tau=0,6}=0,6$ – реперное значение температурной функции, которое выбирается по таблице в зависимости от вида нефтепродукта.

Методика применяется для расчета плотности нефтей и бензиновых нефтяных фракций в интервале температур 233÷473 К и давлении 0,1-60 МПа.

Средняя ошибка расчета достигает 0,2% при максимальной до 1%.

В работе [2] для описания температурной зависимости плотности жидких алканов, автор предложил использовать уравнение Бирона Е.В. [2] вида:

$$V = A + \frac{B}{C+P}$$

(13)

где V – удельный объем жидкости,

P – абсолютное давление;

A , B , C – постоянные величины при данной температуре.

Мамедову А.М. удалось выявить функциональную зависимость величин A , B и C от температуры

$$A = A_0 + \tau \cdot T \quad (14)$$

$$B = B_0 \frac{m_1}{\left(\frac{T}{100}\right)} + \frac{n_1}{\left(\frac{T}{100}\right)^2} \quad (15)$$

$$C = C_0 + \frac{m_2}{\left(\frac{T}{100}\right)} + \frac{n_2}{\left(\frac{T}{100}\right)^2} \quad (16)$$

где A_0 , τ , B_0 , m_1 , n_1 , m_2 , n_2 , C_0 – постоянные для данной жидкости.

В пределах температур от 293 К до критической и давлении до 60 МПа относительная погрешность уравнения не превышает 1%.

Авторами работ [1] для описания плотности нефтяных фракций мангышлакской и самотлорской нефтей было применено уравнение Ахундова-Иманова вида:

$$P = K(T)\rho^2 + L(T)\rho^2 \quad (17)$$

где $K(T)$ и $L(T)$ являются температурными функциями.

Измерения проводились в интервале температур 293÷623 К и давлении 0,1-60 МПа. Относительная погрешность расчета плотности по уравнению в сравнении с экспериментальными данными составила 0,2-0,3%.

Указанные выше уравнения предназначены для расчета плотности нефтей и бензиновых нефтяных фракций в жидкой фазе вдали от линии насыщения. Считается, что они непригодны для описания плотности вблизи и на самой линии фазового перехода.

В работе [2] дается формула

$$\rho_{\text{жн}} = \left\{ \left[\frac{\rho_{\text{кр}}}{0,5(\rho_{\text{ж}} + \rho_{\text{п}})} - 1 \right] \frac{t-20}{t_{\text{кр}}-20} + 1 \right\} (\rho_{\text{ж}} + \rho_{\text{п}}) - \rho_{\text{пн}} \quad (18)$$

где $\rho_{\text{жн}}$ и $\rho_{\text{пнт}}$ - плотности жидкости и паров топлива на линии насыщения при температуре ;

$\rho_{\text{ж}}$ и $\rho_{\text{п}}$ – плотности жидкости и паров топлива при 20°C, кг/м³.

Для расчета плотности насыщенного пара на линиях насыщения ρ_n с погрешностью не более 1% применяется формула

$$\rho_{\text{пн}} = \frac{MP_n}{Z_n RT \cdot 10^5} \quad (19)$$

Z_n – фактор сжимаемости паров на линии насыщения, который подсчитывается по формуле:

$$Z_n = Z_n^{(0)} + W Z_n^{(1)} \quad (20)$$

Значения корреляционных функций $Z_n^{(0)}$ и $Z_n^{(1)}$ табулированы для топлив, а фактор ацентричности вычисляется по формуле:

$$W = -\lg P_{\text{пр}} - 1,00 \quad (21)$$

где $P_{\text{пр}} = \frac{P}{P_{\text{кр}}}$ – приведенное давление паров при приведенной температуре

$$T_{\text{пр}} = \frac{T}{T_{\text{пкр}}} = 0,7$$

Недостатком формул является их сложность.

Авторами работы [2] указывается, что для описания плотности нефти на линии насыщения ими было использовано уравнение Филиппова

$$\omega = 1 + 0,85(1 - \tau) + \Psi(1 - \tau)^{\frac{1}{3}}; \quad (22)$$

$$\Psi = \Psi_1 + (0,592 - \lg A) \cdot \Psi_2;$$

$$(23)$$

$$\Psi_1 = 2,597 + 4,2069\tau + 6,2865\tau^2 - 2,9514\tau^3;$$

$$(24)$$

$$\Psi_2 = -0,555 + 5,444\tau - 8,345\tau^2 + 3,819\tau^3;$$

$$(25)$$

где $\omega = \frac{\rho}{\rho_{\text{кр}}}$ – приведенное значение плотности;

$\rho = \frac{T}{T_{\text{кр}}}$ – приведенное значение температуры;

Однако о результатах расчета по уравнению в работе [35] не указывается.

В заключении обзора следует отметить уравнение для расчета плотности жидких n-парафинов на линии насыщения [2]:

$$\rho^l = \frac{M}{n} \cdot K_1 \left(0,21349 - 0,09134 \frac{T}{T_{кр}} - \frac{2,0423}{548,15 - 507,85 \frac{T}{T_{кр}}} \right) \quad (26)$$

где $\frac{M}{n}$ – отношение молекулярного веса к числу атомов в молекуле;

K – коэффициент, зависит от особенностей вещества и для всех гомологов, ряда n-парафинов, за исключением метана, этана и пропана, равен 1.

Уравнение описывает надежные данные по n-алканам в пределах температур от тройной точки до 0,99τ с погрешностью не более 0,5%.

Из анализа методов следует, что для расчета плотности бензиновых нефтяных фракций под давлением наиболее приемлемым с точки зрения точности и простоты является уравнение Тэйта и Ахундова-Иманова. Уравнения, описывающие плотность нефтепродуктов на линиях насыщения являются эмпирическими уравнениями с большим числом коэффициентов и предназначены в основном для узкого круга веществ, поэтому необходима разработка более простых методов, обеспечивающих надежные результаты расчета в широкой области параметров состояния.

Список литературы

1. Харченко П. М. Методы исследования давления насыщенных паров и экспериментальные установки/ П. М. Харченко, В. П. Тимофеев, Д. С. Чижов//Научный журнал КубГАУ. Краснодар. 2015.№106(02).
2. Харченко П. М. Результаты экспериментальных исследований бензиновых нефтяных фракций/ П. М. Харченко, В. П. Тимофеев//Научный журнал КубГАУ. Краснодар. 2014.№98(04).

References

1. Harchenko P. M. Metody issledovaniya davleniya nasyshhennyh parov i jeksperimental'nye ustanovki/ P. M. Harchenko, V. P. Timofeev, D. S. Chizhov//Nauchnyj zhurnal KubGAU. Krasnodar. 2015.№106(02).
2. Harchenko P. M. Rezul'taty jeksperimental'nyh issledovaniy benzinovyh neftjanyh frakcij/ P. M. Harchenko, V. P. Timofeev//Nauchnyj zhurnal KubGAU. Krasnodar. 2014.№98(04).