DOI: 10.17122/ntj-oil-2017-4-100-110

УДК 537.322.2

В.Г. Михайлов, М.Г. Волков, Р.С. Халфин (ООО «РН-УфаниПИнефть»,
г. Уфа, Российская Федерация)

АЛГОРИТМ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ НАСТРОЙКИ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ УГЛЕВОДОРОДНОЙ СИСТЕМЫ НА ЛАБОРАТОРНЫЕ ДАННЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

V.G. Mikhailov, M.G. Volkov, R.S. Khalfin (RN-UfaNIPIneft LLC, Ufa,
Russian Federation)

AN ALGORITHM OF AUTOMATIC HISTORY MATCHING OF A THERMAL FLOW MODEL OF HYDROCARBON SYSTEMS TO THE LABORATORY DATA OF THE OIL COMPOSITION OF WESTERN SIBERIAN FIELDS

Введение

Повышение точности расчетов *PVT*-свойств нефти (Pressure - давление, Volume - объём, Temperature - температура) в настоящее время актуально, поскольку, чем выше точность и шире область применения модели, тем меньшее количество экспериментов нужно проводить.

Цели и задачи

Провести исследование вопроса разделения нефти на псевдокомпоненты и разработать алгоритм автоматизированной настройки термодинамической модели пластовой углеводородной системы на экспериментальные данные, характерные для ряда месторождений нефти Западной Сибири, который может быть использован в перспективных симуляторах *PVT*-свойств нефти.

Результаты

Алгоритм опробован на месторождениях нефти, эксплуатируемых ПАО «НК «Роснефть» на территории Западной Сибири, и показал приемлемые для прикладных расчётов результаты.

Background

Increasing the calculations accuracy of oil *PVT*-properties (Pressure, Volume, Temperature) is actual at present, since the higher the accuracy and the wider the scope of the model, the fewer experiments should be carried out.

Aims and Objectives

Carry out the study of the problem of oil separation into pseudocomponents and develop an algorithm of automatic history matching of a thermal flow model of bed hydrocarbon system to the experimental data specific for a number of Western Siberia oil fields that can be used in prospective simulators of oil *PVT*-properties.

Results

The algorithm was tested on oil fields operated by PJSC «NK Rosneft» in the territory of Western Siberia, and it showed results acceptable for applied calculations.

Разработанный алгоритм, реализованный в виде макроса *Excel*, позволяет значительно сократить время настройки термодинамической модели на экспериментальные данные, упрощает работу с ними. Для сравнения результатов построенной термодинамической модели пластовой нефти были проверены расчёты на симуляторе *PVTi* компании Шлюмберге, которые также показали достаточное для прикладных вычислений совпадение.

The developed algorithm, implemented as an Excel macro, makes it possible to significantly reduce the time for setting up a thermodynamic model for experimental data, and simplifies the work with them. To compare the results of the constructed thermodynamic model of reservoir oil, calculations were made on the Schlumberger *PVTi* simulator, which also showed a sufficient match for applied computations.

Ключевые слова: месторождение, пласт, псевдокомпонент, анализ, исследование, расчет, корреляция, расчет плотности и вязкости, PVT-свойства нефти

Key words: field, reservoir, pseudo-component, analysis, research, calculation, correlation, density and viscosity calculation, PVT-properties of oil

ВВЕДЕНИЕ

Повышение точности расчетов *PVT*-свойств нефти (Pressure - давление, Volume - объём, Temperature - температура) в настоящее время актуально, поскольку, чем выше точность и шире область применения модели, тем меньшее количество экспериментов нужно проводить. Специфические трудности при исследовании нефти являются следствием ее сложного композиционного состава. И если методы определения содержания легких компонентов в смеси развиты довольно хорошо, то тяжелые обычно выделяют в так называемый остаток. Свойства остатка у каждой нефти различны. Для того чтобы исправить ситуацию, необходимо остаток разделить на псевдокомпоненты. Вопрос деления нефти на псевдокомпоненты специально изучался рядом авторов: *Гервиц Э.С.* и

Скрипка В.Г. [1], *Gonzales E., Colonos P., Rusinek J.* [2], *Coats K.H., Smart G.T.* [3], *Brule M.R., Kumar K.H., Watansiri S.* [4]. Все перечисленные выше подходы к разбиению состава имеют один существенный недостаток - отсутствие строго определенного алгоритма подбора критических параметров псевдокомпонент для произвольной углеводородной смеси и дальнейшего расчета *PVT*-свойств нефти.

Применение уравнений состояния Пенг-Робинсона (*PR*) или Соаве-Редлиха-Квонга (*SRK*) для моделирования *PVT*-свойств многокомпонентной системы кроме значений молярных долей тяжёлых фракций при разбиении группы C_{n+} требует знания критической температуры T_c , критического давления P_c и ацентрического фактора ω каждого компонента смеси. Для чистых компонентов используются справочные данные. Для фрак-

ций группы C_{n+} ($n = 5, 6, 7, \dots$), содержащих парафины, циклопарафины, ароматики, и, как следствие, обладающих существенной неопределенностью, используют эмпирические методы оценки искомых параметров. Широко известны корреляционные выражения, предназначенные для расчета T_c , P_c , ω фракции по данным о температуре ее кипения, плотности и молекулярном весе. Авторы настоящей работы используют подход, изложенный в работе [5]. Однако каждая из опубликованных корреляций была получена в свое время для определенной выборки нефтей из самых различных регионов планеты, и, как следствие, основная проблема выбора корреляций для расчета критических свойств тяжелых компонент заключается в отсутствии их универсальности. Для устранения возникающих расхождений расчетных и лабораторных PVT-параметров всей системы, таких как, например, давление насыщения нефти P_b , требуется решение обратной задачи, заключающейся в настройке известных корреляций T_c , P_c , ω под конкретный состав каждой фракции псевдокомпоненты. На данный момент не существует единого метода для определения и подбора параметров уравнений состояния при настройке модели на лабораторные данные экспериментов. В настоящей работе предлагается в качестве настроечного параметра для корреляций T_{ci} , P_{ci} , ω_i использовать величину относительной плотности каждой псевдокомпоненты γ_i , которая существенно зависит от величины составной части ароматических углеводородов.

На основе проведенного исследования в настоящей работе была предпринята попытка разработать алгоритм, включающий в себя настройку критических параметров псевдокомпонент из остатка C_{7+} по экспериментальному значению давления насыщения пластовой нефти, и осуществить дальнейшую настройку известных корреляций для расчета плотности и вязкости на конкретную нефть за счет подбора бинарных коэффициентов.

МЕТОД ПОДБОРА КРИТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ТЯЖЕЛЫХ ПСЕВДОКОМПОНЕНТ ПРИ НАСТРОЙКЕ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПЛАСТОВОЙ УГЛЕВОДОРОДНОЙ СИСТЕМЫ НА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ДАННЫЕ

Требуется оценить значения точек кипения T_b псевдокомпонент в функции молекулярной массы M и относительных плотностей γ для фракций, разложенных по зависимости *C.H. Whitson*. Известно, что наличие параметров M , γ и T_b для каждой фракции в C_{7+} является самым надежным источником расчета критических параметров псевдокомпоненты [5]. Ниже приведены известные корреляции для расчета γ и T_b псевдокомпоненты.

Существуют корреляции, учитывающие фактор ароматичности *Yarborough* (1978) [5, 6] - фактор для описания относительного состава нефтяных фракций с учетом ароматических углеводородов, который определяется как:

$$\gamma_i = \exp[A_0 + A_1 i^{-1} + A_2 i + A_3 \ln(i)], \quad (1)$$

где A_0, A_1, A_2, A_3 - эмпирические коэффициенты;

i - число атомов углерода в псевдокомпоненте.

В таблице 1 приведены значения эмпирических коэффициентов, полученных путем варьирования параметра Y_a .

Корреляция *Yarborough* привлекательна тем, что позволяет за счет подбора количества ароматических углеводородов в псевдокомпонентах, путем изменения Y_a (см. таблицу 1) в широком диапазоне варьировать как температуру кипения, так и критические параметры выделенных компонентов.

Точка кипения может быть определена через молекулярную массу и относительную плотность с помощью корреляции *Soreide*, разработанной для определения температуры кипения на основе данных хроматографии фракций из 68 пластовых проб C_{7+} [5]:

$$T_{bi} = 1928,3 - (1,695 \times 10^5) M_i^{-0,03522} \gamma_i^{3,266} \exp[-(4,922 \times 10^{-3}) M_i - 4,7685 \gamma_i + (3,462 \times 10^{-3}) M_i \gamma_i], \quad K. \quad (2)$$

Таблица 1. Значения эмпирических коэффициентов, полученные путем варьирования параметра Y_a

Y_a	A_0	A_1	A_2	A_3
0	$-7,43855 \times 10^{-2}$	- 1,72341	$1,38058 \times 10^{-3}$	$- 3,34169 \times 10^{-2}$
0,1	$-4,25800 \times 10^{-1}$	- 7,00017 $\times 10^{-1}$	$- 3,30947 \times 10^{-5}$	$8,65465 \times 10^{-2}$
0,2	$-4,47553 \times 10^{-1}$	- 7,65111 $\times 10^{-1}$	$1,77982 \times 10^{-4}$	$1,07746 \times 10^{-1}$
0,3	$-4,39105 \times 10^{-1}$	- 9,44068 $\times 10^{-1}$	$4,93708 \times 10^{-4}$	$1,19267 \times 10^{-1}$
0,4	$-2,73719 \times 10^{-1}$	- 1,39960	$3,80564 \times 10^{-3}$	$5,92005 \times 10^{-2}$
0,6	$-7,39412 \times 10^{-3}$	- 1,97063	$5,87273 \times 10^{-3}$	$- 1,67141 \times 10^{-2}$
0,8	$3,17618 \times 10^{-2}$	- 7,78432 $\times 10^{-1}$	$2,58616 \times 10^{-3}$	$1,08382 \times 10^{-3}$

Методика расчета критических параметров псевдокомпоненты

В качестве примера рассмотрим корреляции *Kesler-Lee* (1976) [5, 7] для расчета критической температуры и критического давления псевдокомпоненты в зависимости от температуры кипения T_b и относительной плотности γ :

$$T_c = 341,7 + 811\gamma + (0,4244 + 0,1174\gamma)T_b + (0,4669 - 3,2623\gamma) \times 10^5 / T_b, \quad (3)$$

$$\ln P_c = 8,3634 - \frac{0,0566}{\gamma} - \left[\left(0,24244 + \frac{2,2898}{\gamma} + \frac{0,11857}{\gamma^2} \right) \times 10^{-3} \right] T_b + \\ + \left[\left(1,4685 + \frac{3,648}{\gamma} + \frac{0,47227}{\gamma^2} \right) \times 10^{-7} \right] T_b^2 - \left[\left(0,42019 + \frac{1,6977}{\gamma^2} \right) \times 10^{-10} \right] T_b^3. \quad (4)$$

Коэффициент ацентричности псевдокомпоненты можно определить по корреляции *Edmister* (1958) [5, 8]:

$$\omega = \frac{3 \log(P_c / 14,7)}{7 \frac{T_c}{T_b} - 1} - 1. \quad (5)$$

Критический мольный объем псевдокомпоненты можно определить по корреляции *Riazi-Daubert* (1980) [5, 9]:

$$V_c = 7,0434 \times 10^{-7} T_b^{2,3829} \gamma^{-1,683}. \quad (6)$$

Единицы, используемые в уравнениях (2) - (6), следующие: T_b - в K, T_c - в K, P_c - в psia, V_c - в $ft^3/lbm \text{ mol}$.

В настоящей работе в качестве примера проводилась тарировка давления насыщения пластовой нефти Месторождения № 2 за счет подбора фактора ароматичности

Yarborough. На рисунке 1 показано сравнение расчетных и экспериментальных значений $P_b = f(T)$ для данного месторождения при $Y_a = 0,48$.

Рисунок 1. Сравнение расчетных и экспериментальных значений давления насыщения P_b при различных значениях температуры нефти пласта № 1 Месторождения № 2

МЕТОД ПОДБОРА БИНАРНЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ ТЯЖЕЛЫХ ПСЕВДОКОМПОНЕНТ ПРИ НАСТРОЙКЕ ЭМПИРИЧЕСКИХ КОРРЕЛЯЦИЙ ПЛОТНОСТИ И ВЯЗКОСТИ ПЛАСТОВОЙ УГЛЕВОДОРОДНОЙ СИСТЕМЫ НА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ДАННЫЕ

Известны корреляции для расчета плотностей и вязкостей для смесей чистых жидкостей, где критические параметры $T_{cm}, P_{cm}, V_{cm}, Z_{cm}$ определялись как суммы соответствующих молярных составляющих. В данном случае индекс c - критический для одного компонента; индекс cm - критический для смеси. Если при низких температурах эти правила смешения дают удовлетворительные результаты, то вблизи критической точки смеси часто возникают проблемы. Данные псевдокритические значения не являются истинными критическими значениями смеси, хотя и стремятся к ним. В настоящей работе были выбраны корреляции для расчета плотности *Hankinson and Thomson* (1979) [10] и расчета вязкости *Lohrenz J., Bray B.G. and*

Clark C.R. (1964) [11], в которых критическая температура смеси T_{cm} рассчитывалась с учетом бинарного коэффициента k_{ij} , величину которого можно было настраивать на экспериментальные данные конкретной нефти.

Методика расчета плотности жидкостной смеси псевдокомпоненты

Spencer and Danner (1973) [12] предложили псевдокритическую температуру смеси рассчитывать не только в зависимости от объемных долей компонент, но и параметров бинарного взаимодействия, как

$$T_{cm} = \sum_i \sum_j \Phi_i \Phi_j T_{cij}, \quad (7)$$

где $\Phi_i = \frac{x_i V_{ci}}{\sum_j x_j V_{cj}}$ - объемная доля;

$$T_{cij} = (1 - k_{ij})(T_{ci} T_{cj})^{1/2};$$

k_{ij} - коэффициент бинарного взаимодействия, который определяется экспериментально:

$$k_{ij} = 1 - \frac{K(V_{ci} V_{cj})^{1/2}}{(V_{ci}^{1/3} + V_{cj}^{1/3})^3}. \quad (8)$$

Для точных расчетов плотности смеси надо располагать значениями параметра бинарного взаимодействия k_{ij} для конкретной нефти. В настоящее время этот параметр может быть заранее предсказан только для смесей алифатических углеводородов [7]. Для приближенного определения этого параметра для смесей других жидкостей весьма полезным может оказаться даже ограниченный объем экспериментальной информации. В настоящей работе для тарирования бинарного коэффициента под конкретную нефть используется параметр K (уравнение (8)) как функция от температуры. Сопоставление с экспериментальными данными для Месторождения № 1, Месторождения № 2, Месторождения № 3, Месторождения № 4 и Месторож-

дения № 5 Западной Сибири, показало, что зависимость $K(t)$ в виде $K = k_1 - k_2(t - 20)$ достаточно хорошо описывает поведение плотности нефти как в пластовых, так и поверхностных условиях.

Значения параметров k_1 и k_2 приведены в таблице 2.

Hankinson and Thomson (1979) [13] предложили следующую полуэмпирическую корреляцию для расчета молярного объема смеси жидкостей, которая называется как *HBT*-корреляция:

$$V^* = 0,25 \left[\sum_i x_i V_i^* + 3 \left(\sum_i x_i V_i^{*2/3} \right) \left(\sum_i x_i V_i^{*1/3} \right) \right],$$

$$V^{(0)} = 1 - a(1 - T_r)^{1/3} + b(1 - T_r)^{2/3} + c(1 - T_r) + d(1 - T_r)^{4/3},$$

$$V^{(\delta)} = \frac{e + fT_r + gT_r^2 + hT_r^3}{T_r - 1,00001},$$

где $a = -1,52816$; $b = 1,43907$; $c = -0,81446$; $d = 0,190454$; $e = -0,296123$; $f = 0,386914$; $g = -0,0427258$; $h = -0,0480645$ - это эмпирические коэффициенты.

Таблица 2. Значения коэффициентов k , описывающих поведение вязкости и плотности нефти, для различных месторождений

Месторождение	Вязкость		Плотность	
	k_1	k_2	k_1	k_2
№ 3 пласт № 2	10,35	0,01369	7,05	0,003425
№ 2 пласт № 2	9,9	0,01286	5,25	0,006429
№ 4 пласт № 2	9,99	0,009385	5,43	0,005231
№ 5 пласт № 3	8,91	0,0008108	5,9	0,001216
№ 1 пласт № 4	8,74	0,02441	5,5	0,00661

$$\omega_m = \sum_i^N x_i \omega_{SRKi}.$$

Зная молярный объем смеси, плотность нефти определяется как:

$$\rho_L = \frac{\sum_i x_i M_i}{V_m}, \quad (10)$$

$$V_m = V^* V^{(0)} (1 - \omega_m V^{(\delta)}), \quad (9)$$

где V^* - характеристический молярный объем жидкости, согласно экспериментальным данным практически соответствует значению V_c для чистого компонента, а ω_{SRKi} почти равно значению ω_i .

Параметры V^* , $V^{(0)}$, $V^{(\delta)}$ согласно предложенной корреляции определяются как:

где x_i - мольная доля i -го компонента в жидком состоянии;

V_m - молярный объем жидкости.

На рисунке 2 приведены результаты сравнения расчетных значений плотности жидкой фазы, полученных с использованием корреляции *Hankinson and Thomson*, с экспериментальными данными лабораторных исследований Месторождения № 2. В данной

корреляции бинарный коэффициент был использован с учетом предварительной тарировки по экспериментальным данным.

Рисунок 2. Зависимость плотности от давления для нефти пласта № 1 Месторождения № 2 при пластовых условиях (90 °C)

Исходя из данных графика, можно сделать вывод о том, что подобранные бинарные коэффициенты позволили получить хорошее совпадение расчетных и экспериментальных данных.

Методика расчета вязкости жидкостной смеси псевдокомпонент

Для расчета динамической вязкости смеси компонентов в нефти широко используются эмпирические корреляции *Lohrenz J., Bray B.G., Clark C.R.* (1964) [11], основанные на концепции остаточной вязкости в виде:

$$\mu = ((a_0 + a_1 \rho_r + a_2 \rho_r^2 + a_3 \rho_r^3 + a_4 \rho_r^4)^4 - 10^{-4}) / \xi + \mu_{oL} \quad (11)$$

где $\xi = \frac{\left(\sum_{i=1}^N z_i T_{ci}\right)^{1/6}}{\left(\sum_{i=1}^N z_i M_i\right)^{1/2} \left(\sum_{i=1}^N z_i P_{ci}\right)^{2/3}}$ - коэффициент вязкости смеси;

$$\rho_r = \frac{\rho_o}{\rho_c} \text{ - относительная плотность;}$$

ρ_o - плотность в преобладающих условиях системы;

ρ_c - критическая плотность,

$$\rho_c = \frac{M}{V_c} = \frac{\left(\sum_{i=1}^N x_i M_i\right)}{\left(\sum_{i=1}^N x_i V_{ci}\right)}.$$

Для расчета вязкости разгазированной нефти *Lohrenz J. и др.* применяется следующее выражение:

$$\mu_{oL} = \frac{\sum_{i=1}^N z_i \mu_i M_i^{0,5}}{\sum_{i=1}^N z_i M_i^{0,5}}, \quad (12)$$

где M_i - молекулярный вес i -го компонента;

z_i - мольная доля i -го компонента.

Вязкость i -го компонента определялась как:

$$\mu_i = \frac{34 \times 10^{-5} T_{ri}^{0,94}}{\xi_i}, \text{ если } T_{ri} = \frac{T}{T_{ci}} \leq 1,5;$$

$$\mu_i = \frac{17,78 \times 10^{-5} (4,58 T_{ri} - 1,67)^{0,625}}{\xi_i}, \text{ если}$$

$$T_{ri} = \frac{T}{T_{ci}} > 1,5;$$

$$\xi_i = \frac{T_{ci}^{1/6}}{M_i^{0,5} P_{ci}^{2/3}}.$$

В таблице 3 приведены значения эмпирических коэффициентов, полученных с использованием различных методов корреляции.

На основе приведенных в таблице 3 зависимостей эмпирических коэффициентов от методов корреляций предлагается использовать метод *Modified LBC*, т.к. он позволяет учитывать бинарные коэффициенты.

В таблице 3 приведены эмпирические значения параметра относительной плотности ρ_r (из уравнения (11)), полученные разными авторами.

В настоящей работе использовались данные *Modified LBC Al-Syabi и др.*, (2001), где относительная температура нефти определялась как:

$$T_{rm} = \frac{T}{T_{cm}}, \quad (13)$$

где T_{cm} - определялась по уравнению (7) как зависимость от объемных долей компонентов и параметров бинарного взаимодействия.

Эмпирические коэффициенты a_0, a_1, a_2, a_3, a_4 в корреляции (11) были получены для расчета вязкости определенной нефти. При тарировке корреляции *Lohrenz. J. и др.* для расчета вязкости к нефти Месторождения № 2 (пласт № 1, скважина № 11) было принято решение значения коэффициентов a_0, a_1, a_2, a_3, a_4 оставить без изменения (как в методике *Modified LBC Al-Syabi и др.*), а подобрать по экспериментальным данным величину параметра K в выражении определения бинарного коэффициента (для уравнений (8) и (13)). Сопоставление с экспериментальными данными для нефти пяти рассмотренных месторождений показало, что зависимость $K(t)$ в виде $K = k_1 - k_2 (t - 20)$ достаточно точно описывает поведение вязкости нефти в пластовых и поверхностных условиях. Значения k_1 и k_2 для некоторых месторождений приведены в таблице 2.

На рисунке 3 приведено сравнение расчетных (по корреляции *Lohrenze-Barye-Clark*) значений вязкости с учетом подобранных бинарного коэффициента с экспериментальными значениями.

Рисунок 3. Сравнение расчетных и экспериментальных значений вязкости нефти для нефти пласта № 1 Месторождения № 2 при различных значениях температуры

Прикладное использование описанных выше методик: расчета критических параметров псевдокомпоненты; расчета плотности жидкостной смеси псевдокомпоненты; расчета вязкости жидкостной смеси псевдокомпоненты позволило разработать показанный на рисунке 4 автоматизированный алгоритм настройки термодинамической модели пластовой углеводородной системы и корреляций плотности и вязкости на экспериментальные данные для расчета *PVT*-свойств нефти.

Таблица 3. Значения эмпирических коэффициентов, полученные путем использования различных методов корреляции

Параметр	Modified LBC Al-Syabi et al., (2001)	LBC method Lohrenz-Bray- Clark (1964)	VPT EoS	LABO Et-Tahir (1993)
a_0	0,102622	0,1023	0,113494	0,1019346
a_1	0,053888	0,023364	-0,058862	0,024885
a_2	-0,006762	0,058533	0,188612	0,0507222
a_3	0,002354	-0,40758	-0,108364	-0,0326267
a_4	$7,11483E-05 \times T_{rm}^{-3,2508}$	0,0093324	0,020258	0,00758663
Примечания: 1) Modified LBC - метод, использующий значения относительной температуры смеси; 2) LBC method - метод, использующий экспериментальные данные вязкости для чистых углеводородов; 3) VPT EoS - метод, использующий расчетные по уравнению состояния данные плотности.				

Рисунок 4. Алгоритм настройки термодинамической модели для расчета PVT-свойств нефти на экспериментальные данные

Выводы

На основании проведенной работы по настройке термодинамической модели на экспериментальные данные можно сделать следующие выводы.

1). Давление насыщения пластовой углеводородной системы рассмотренных месторождений Западной Сибири очень хорошо настраивалось на экспериментальные дан-

ные за счет подбора фактора ароматичности *Yarbrough* в диапазоне $Y_a=0,31...0,48$.

2) Подобранные по экспериментальным данным значения параметров K для бинарных коэффициентов при расчете плотности и вязкости нефти из пластов некоторых месторождений Западной Сибири обеспечивали погрешность сопоставления, не превышающую 5 %.

Основным результатом проведенной работы является разработка алгоритма автоматизированной настройки термодинамической модели пластовой углеводородной системы на экспериментальные данные, который может быть использован в перспективных симуляторах *PVT*-свойств нефти. Этот алгоритм был опробован на месторождениях ПАО «НК «Роснефть» на территории Западной Сибири и показал приемлемые для прикладных расчетов результаты.

Разработанный алгоритм позволяет значительно сократить время настройки термодинамической модели на экспериментальные данные. Алгоритм реализован в виде макроса *Excel*, что упрощает работу с ним. Для сравнения результатов построения термодинамической модели пластовой нефти были также проверены расчеты на симуляторе *PVTi* компании Шлюмберге, которые показали достаточное для прикладных вычислений совпадение.

Список литературы

1. Гервиц Э.С., Скрипка В.Г. Хроматографический метод определения фракционного состава нефтей и конденсатов и разделение их на «условные компоненты» // Сб. научн. тр. / ВНИИ. М., 1983. Вып. 83. С. 38-45.
2. Gonzales E., Colonomos P., Rusinek J. A New Approach for Characterizing Oil Fractions and for Selecting Pseudocomponents of Hydrocarbons // *J. Can. Petrol. Technol.* 1986. 25, No. 2. P. 78-84.
3. Coats K.H., Smart G.T. Application of Regression Based EOS PVT Program to Laboratory Data // *SPE Reservoir Eng.* 1986. 1. No. 3. P. 277-299.
4. Brule M.R., Kumar K.H., Watansiri S. Characterization Methods Improve Phase-Behavior Predictions // *Oil and Gas J.* 1985. 83, No. 6. P. 87-93.
5. Whitson C.H., Brule M.R. Phase Behavior. SPE Monograph. First Printing. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME Society of Petroleum Engineers Inc. Richardson, Texas, 2000. 230 p.
6. Yarborough L. Application of a Generalized Equation of State to Petroleum Reservoir Fluids. Equations of State in Engineering and Research / K.C. Chao, R.L. Robinson Jr. (eds.) // *Advances in Chemistry Series, American Chemical Soc.* Washington, DC, 1978. P. 182, 386.
7. Kesler M.G., Lee B.I. Improve Predictions of Enthalpy of Fractions *Hydro. Proc.* March, 1976, 55, p. 153.
8. Edmister W.C. Applied Hydrocarbon Thermodynamics, Part 4: Compressibility Factors and Equations of State // *Pet. Ref.* April, 1958. P. 37, 173.
9. Riazi M.R., Daubert T.E. Simplify Property Predictions // *Hydro. Proc.* March, 1980. P. 115.
10. Poling B.E., Prausnitz J.M., O'Connell J.P. The Properties of Gases and Liquids. Fifth Edition. McGRAW-HILL, New York, 2001.
11. Lohrenz J., Bray B.G., Clark C.R. Calculation Viscosities of Reservoir Fluids from their Compositions // *JPT*. October, 1964. P. 1171. Trans., AIME, 231.
12. Spencer C.F., Danner R.P. Improved Equation for Prediction of Saturated Liquid Density // *J. Chem. Eng. Data.* 1972. No. 17. P. 236-241.

References

1. Gervits E.S., Skripka V.G. Khromatograficheskiy metod opredeleniya fraktsionnogo sostava neftey i kondensatov i razdeleniye ikh na «uslovnyye komponenty» [Chromatographic Method for Determining Fractional Composition of Oils and Condensates and Dividing them into «Conditional Components»]. *Sb. nauchn. tr. VNI* [Collection of Scientific Works. VNI]. Moscow, 1983, Issue 83, pp. 38-45. (in Russ.)
2. Gonzales E., Colonomos P., Rusinek J. A New Approach for Characterizing Oil Fractions and for Selecting Pseudocomponents of Hydrocarbons. *J. Can. Petrol. Technol.*, 1986, 25, No. 2, pp. 78-84.
3. Coats K.H., Smart G.T. Application of Regression Based EOS PVT Program to Laboratory Data. *SPE Reservoir Eng.*, 1986, 1, No. 3, pp. 277-299.
4. Brule M.R., Kumar K.H., Watansiri S. Characterization Methods Improve Phase-Behavior Predictions. *Oil and Gas J.*, 1985, 83, No. 6, pp. 87-93.
5. Whitson C.H., Brule M.R. *Phase Behavior*. SPE Monograph. First Printing. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME Society of Petroleum Engineers Inc. Richardson, Texas, 2000, 230 p.
6. Yarborough L. Application of a Generalized Equation of State to Petroleum Reservoir Fluids. Equations of State in Engineering and Research. K.C. Chao, R.L. Robinson Jr. (eds.). *Advances in Chemistry Series, American Chemical Soc.* Washington, DC, 1978, 182, pp. 386.
7. Kesler M.G., Lee B.I. Improve Predictions of Enthalpy of Fractions, *Hydro. Proc.* March, 1976, No. 55, pp. 153.
8. Edmister W.C. Applied Hydrocarbon Thermodynamics, Part 4: Compressibility Factors and Equations of State. *Pet. Ref.* April, 1958, No. 37, pp. 173.
9. Riazi M.R., Daubert T.E. Simplify Property Predictions. *Hydro. Proc.* March, 1980, pp. 115.
10. Poling B.E., Prausnitz J.M., O'Connell J.P. *The Properties of Gases and Liquids*. Fifth Edition. McGRAW-HILL, New York, 2001.
11. Lohrenz J., Bray B.G., Clark C.R. Calculation Viscosities of Reservoir Fluids from their Compositions. *JPT*, October, 1964, 1171, Trans., AIME, 231.

13. Hankinson R.W., Thomson G.H. A New Correlation for Saturated Densities of Liquids and Their Mixtures // *AIChE J.* 1979. No. 25. P. 653.

12. Spencer C.F., Danner R.P. Improved Equation for Prediction of Saturated Liquid Density. *J. Chem. Eng. Data*, 1972, No. 17, pp. 236-241.

13. Hankinson R.W., Thomson G.H. A New Correlation for Saturated Densities of Liquids and Their Mixtures. *AIChE J.*, 1979, No. 25, pp. 653.

Авторы

• Михайлов Валерий Германович, доктор физ.-мат. наук
ООО «РН-УфаНИПИнефть»
Ведущий научный сотрудник Департамента инновационных технологий
Российская Федерация, 450103, г. Уфа, ул. Бехтерева, д. 3/1
E-mail: MikhaylovVG@ufanipi.ru

• Волков Максим Григорьевич, канд. техн. наук
ООО «РН-УфаНИПИнефть»
Заместитель генерального директора по технологиям и исследованиям
Российская Федерация, 450103, г. Уфа, ул. Бехтерева, д. 3/1
E-mail: m_volkov@ufanipi.ru

• Халфин Рузиль Сагыйтович
ООО «РН-УфаНИПИнефть»
Главный специалист
Российская Федерация, 450103, г. Уфа, ул. Бехтерева, д. 3/1
E-mail: khalfinrs@ufanipi.ru

The Authors

• Mikhailov Valeriy G., Doctor of Physical and Mathematical Sciences
RN-UfaNIPIneft LLC
Leading Researcher of Innovative Technologies Department
3/1, Bekhterev str., Ufa, 450103, Russian Federation
e-mail: MikhaylovVG@ufanipi.ru

• Volkov Maksim G., Candidate of Technical Sciences
RN-UfaNIPIneft LLC
Deputy General Director for Technology and Research
3/1, Bekhterev str., Ufa, 450103, Russian Federation
e-mail: m_volkov@ufanipi.ru

• Khalfin Ruzil S.
RN-UfaNIPIneft LLC
Chief Specialist
3/1, Bekhterev str., Ufa, 450103, Russian Federation
e-mail: khalfinrs@ufanipi.ru