

УДК 536.22

Прогнозирование фазового поведения технологических фракций нефти на основе нового PC-SAFT-уравнения состояния с использованием искусственных нейронных сетей

И.С. Александров^{1*}, Б.А. Григорьев², А.А. Герасимов¹

¹ Калининградский государственный технический университет, Российская Федерация, 236022, г. Калининград, Советский пр-т, д. 1

² ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

* E-mail: alexandrov_kgrd@mail.ru

Ключевые слова: уравнение состояния, нефть, фазовое равновесие, искусственная нейронная сеть.

Тезисы. На основе наиболее надежных экспериментальных данных о критических свойствах углеводородов различного строения с использованием искусственных нейронных сетей разработана новая модель, применимая для прогнозных расчетов фазовых равновесий природных углеводородных смесей – технологических фракций нефти. Предлагаемая модель позволяет идентифицировать характеристические константы PC-SAFT-уравнения состояния применительно к псевдокомпонентам (подфракциям), которыми моделируется состав нефтяных фракций. Метод расчета фазовых равновесий базируется на обученной нейронной сети и авторском PC-SAFT-уравнении состояния. Входными параметрами для нейронной сети являются псевдокритические параметры подфракций и их молекулярная масса. Основу обрабатываемого массива данных составили данные о критических константах углеводородов различного строения. На основе указанного массива данных по методу Левенберга – Марквардта произведено обучение однослойной нейронной сети с обратным распространением ошибки. Для устранения эффекта переобучения сети параллельно проводились процедуры тестирования и проверки (валидации).

В статье приводятся результаты тестирования на массиве экспериментальных данных о давлениях начала кипения и конденсации нефтяных фракций. Показано, что точность описания фазовых равновесий соответствует точности современных многоконстантных уравнений состояния. При этом предлагаемый метод позволяет сократить количество псевдокомпонентов при моделировании состава сложной углеводородной смеси без существенной потери точности описания фазовых равновесий.

Информация о фазовых равновесиях и калорических свойствах сложных (многокомпонентных) углеводородных смесей необходима при проектировании разработки газоконденсатных месторождений и теплообменной аппаратуры и создании алгоритмов и программ автоматического управления соответствующими технологическими процессами. Производить подобные расчеты с высокой точностью позволяют многоконстантные фундаментальные уравнения состояния (МФУС) [1]. Однако, как отмечалось ранее [2], «эмпирический характер этих уравнений в совокупности с недостатком экспериментальных данных об исследуемых веществах приводит к разнообразным численным и физическим проблемам в расчетах фазовых равновесий и существенно ограничивает их прогнозные возможности применительно к сложным углеводородным смесям, содержащим компоненты с сильно отличающимися молекулами», в связи с чем авторами предложен альтернативный подход, основанный на использовании уравнений состояния, полученных в рамках статистической теории ассоциированного флюида (SAFT). Далее, в развитие темы, рассмотрим возможность прогнозирования характеристических констант SAFT-уравнений состояния при помощи искусственных нейронных сетей.

Уравнение состояния

Для моделирования фазового поведения нефтяных фракций выбрано теоретически обоснованное PC-SAFT-уравнение состояния с авторским набором констант (см. оптимизированный вариант матрицы универсальных параметров PC-SAFT-уравнения состояния [2, табл. 1 и 2, с. 239]), обладающее широкими прогнозными возможностями. (Базовая теоретическая модель подробно описана в предыдущей публикации [2].) Уравнение разрабатывалось в первую очередь для описания фазовых равновесий в смесях *n*-алканов [3].

Применение PC-SAFT-уравнения состояния применительно к чистым веществам и смесям известного состава (см. [2]) не вызывает особых проблем, так как для данной SAFT-модели имеется достаточно обширная база характеристических констант чистых веществ [3, 4]. Однако при моделировании состава сложных природных углеводородных смесей возникает проблема определения таких констант для псевдокомпонентов (здесь – подфракций нефти). В литературе предлагается достаточное количество различных корреляций для указанных констант. Однако диапазон их применимости и их прогнозные возможности ограничены. Одним из выходов может быть использование искусственных нейронных сетей, которые в настоящий момент находят широкое применение в различных областях науки и техники, что и показано в последующих разделах.

Искусственная нейронная сеть

Нейронные сети являются универсальным алгоритмическим аппаратом приближения функций многих переменных с помощью линейных операций и суперпозиций, аппроксимирующим некоторые функции вида $Y = F(X)$, где X и Y – векторы входных и выходных переменных соответственно. Процесс аппроксимации заключается в подборе весовых коэффициентов w_{ij} и называется обучением нейронной сети. В данном случае создание, обучение и моделирование нейронной сети производилось авторами в среде программирования MATLAB [5].

Для прогнозирования характеристических констант создана однослойная нейронная сеть с обратным распространением ошибки (*англ.* backpropagation neural network). Единственный слой сети содержит 10 нейронов (рис. 1). Входными нейронами для сети являются молекулярная (или молярная) масса M , а также

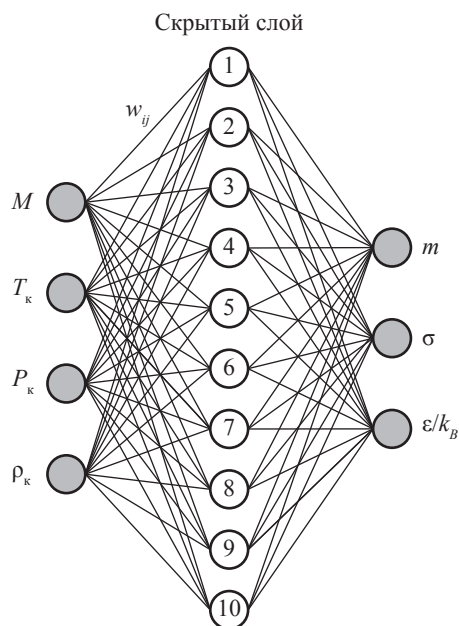


Рис. 1. Архитектура применяемой нейронной сети: m – число сегментов в молекуле; σ – диаметр сегмента молекулы; ϵ – энергетический параметр сегмента молекулы; k_B – константа Больцмана; T_k , P_k , ρ_k – критические температура, давление и плотность соответственно

критические константы подфракций нефти. В качестве обучающей процедуры применялся алгоритм Левенберга – Марквардта [6]. Алгоритм обучения функционирует пошагово, и эти шаги называются эпохами или циклами. На каждом цикле на вход сети подаются все элементы обучающей последовательности, затем вычисляются выходные значения сети, сравниваются с целевыми значениями и вычисляется функционал ошибки. Значения функционала, а также его градиента используются для корректировки весов, после чего все действия повторяются. Процесс обучения прекращается, когда выполнено заданное количество циклов либо ошибка достигнет некоторого малого значения или перестанет уменьшаться. Численные значения весовых коэффициентов обученной нейронной сети представлены в табл. 1.

Обучение сети производилось на массиве экспериментальных значений критических констант и молекулярной массы углеводородов различного строения. Для устранения эффекта переобучения сети параллельно проводились процедуры тестирования и проверки (валидации). Результаты тестирования предлагаемого метода представлены далее.

Таблица 1

Весовые коэффициенты w_{ij} обученной нейронной сети

$j \backslash i$	Входной слой				Скрытый слой		
	M	T_k	P_k	ρ_k	1	2	3
1	-1,10123	-1,10894	-1,33343	0,45165	-0,69631	-0,65245	0,43371
2	1,15446	0,28752	2,22806	-1,63326	-0,08502	-0,16796	-1,23588
3	5,48134	-0,01576	1,09736	4,05120	0,07984	0,04409	0,48693
4	2,10914	-1,081201	-3,11132	-0,05821	0,30892	0,10642	-1,55963
5	-0,660203	-0,22413	3,18960	-1,15024	-0,12472	-0,43033	2,61542
6	2,18748	1,59153	-0,10212	1,36499	0,63316	-0,23446	-0,18681
7	-3,3834	2,14320	-4,09515	0,27181	-0,03744	-0,02317	2,15000
8	3,21457	-1,77983	2,5335	7,23488	-0,08554	0,39109	1,29146
9	-2,88312	0,87259	-2,54276	4,00886	-0,30395	-0,56984	2,08467
10	0,35878	0,18676	-1,79366	-3,47849	-0,18178	0,12442	3,13483

Результаты расчета фазовых равновесий

Алгоритмы и методы расчета фазовых равновесий достаточно подробно описаны в литературе [7]. В нашем случае отличие заключалось в том, что в рамках итерационной процедуры термодинамические свойства (фугитивность и давление) рассчитывались по PC-SAFT-уравнению, а константы уравнения моделировались обученной нейронной сетью.

В целях анализа и оценки применимости PC-SAFT-уравнения на примере технологической фракции мангышлакской нефти, выкипающей в диапазоне температур НК...62 °С, проведено сравнение расчетных значений давлений начала кипения (НК) и начала конденсации с экспериментальными данными (рис. 2). Состав фракции определен хроматографическим методом: идентифицированы 16 основных компонентов (табл. 2).

Результаты расчета показывают, что при известном углеводородном составе PC-SAFT-уравнение позволяет достаточно точно описывать фазовые равновесия природных углеводородных систем. Однако точная информация об индивидуальном углеводородном составе доступна для очень ограниченного числа фракций, поэтому для расчета термодинамических свойств и фазовых равновесий состав таких сложных смесей моделируют псевдокомпонентами (подфракциями). При моделировании состава необходимо иметь данные об относительной плотности фракции ρ_4^{20} (отношении плотности нефти при температуре 20 °С к плотности воды при температуре 4 °С), показателе

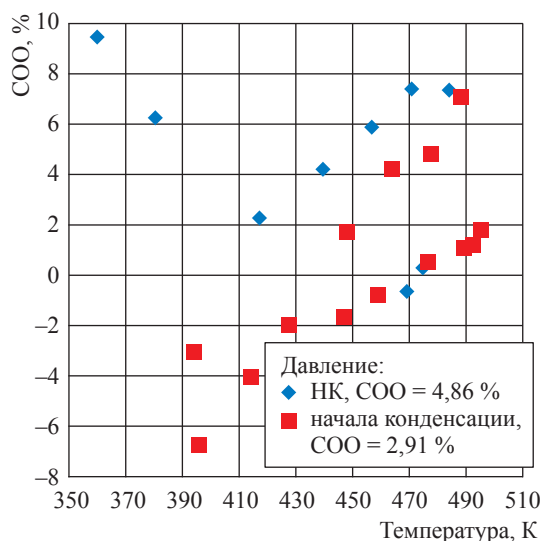


Рис. 2. Среднее относительное отклонение (COO) значений давления, рассчитанных посредством PC-SAFT-уравнения состояния для фракции НК...62 °С мангышлакской нефти, от экспериментальных данных [8, 9] (расчет выполнен с учетом индивидуального углеводородного состава)

преломления¹ n_D^{20} , молярной массе M и средней температуре кипения $T_{кп}$. Перечисленные интегральные показатели состава используются для расчета фактора ацентричности ω , критических свойств ρ_k , T_k и процентного содержания парафиновых, нафтеновых и ароматических углеводородов. Для расчета фазовых равновесий дополнительно необходимо иметь

¹ Символ n_D^{20} означает, что измерения проводились при температуре 20 °С в монохроматическом свете с длиной волны, соответствующей длине волны желтой D-линии натрия (589,3 нм).

Таблица 2

**Характеристические константы и молярные доли x компонентов фракции НК...62 °С
мангышлакской нефти [1]**

Вещество (CAS*-номер)	x , % мол.	m	σ , А	ε/k_B , К	M , г/моль
Н-бутан (106-97-8)	1,37	2,3316	3,7086	222,88	58,122
Изопентан (78-78-4)	9,85	2,562	3,8296	230,75	72,149
Н-пентан (109-66-0)	21,02	2,6896	3,7729	231,2	72,149
2,2-диметилбутан (75-83-2)	0,75	2,6008	4,0042	243,51	86,175
Циклопентан (287-92-3)	11,7	2,3655	3,7114	265,83	70,133
3-метилпентан (96-14-0)	8,04	2,8852	3,8605	240,48	86,175
Н-гексан (110-54-3)	21,62	3,0576	3,7983	236,77	86,175
2,4-диметилпентан (108-08-7)	3,13	3,1426	3,925	238,91	100,202
Бензол (71-43-2)	1,86	2,4653	3,6478	287,35	78,112
Циклогексан (110-82-7)	3,98	2,5303	3,8499	278,11	84,159
3-метилгексан (589-34-4)	1,09	3,257	3,8543	243,02	100,202
3-этилпентан (617-78-7)	0,43	3,1396	3,9068	249,17	100,202
2,2,4-триметилпентан (540-84-1)	1,27	3,1413	4,0862	249,77	114,232
Н-гептан (142-82-5)	0,58	3,4831	3,8049	238,4	100,202
2-метилпентан (107-83-5)	9,59	2,9317	3,8535	235,58	86,175
Метилциклопентан (96-37-7)	3,72	2,613	3,8253	265,12	84,161

Примечание. Характеристические константы чистых веществ, а именно m , σ , ε , принимались по данным Дж. Гросса и др. [3] и А. Тихика и др. [4].

* CAS (англ. Chemical Abstracts Service) – Химическая реферативная служба, подразделение Американского химического общества. Ведет базу данных о химических веществах с присвоением каждому веществу CAS-идентификатора.

Таблица 3

Сравнение расчетных и экспериментальных значений давлений НК и начала конденсации

Код вещества	Число точек	Диапазон исследования		COO, %		
		Температура, К	Давление, МПа	МФУС [3]	PC-SAFT, формула (1)	ANN-PC-SAFT, расчет с использованием нейронной сети
Давление НК						
M1 [7, 8]	10	380...491	0,5...3,0	3,5	9,16	6,47
M2 [7, 8]	9	443...560	0,5...2,5	10,2	8,26	13,59
ЗСК [11]	5	445...540	0,26...1,36	16,2	14,49	2,13
Давление начала конденсации						
M1 [7, 11]	14	394...493	0,5...3,17	7,1	3,69	7,46
M2 [7, 11]	15	442...556	0,37...2,85	4,9	6,08	3,03
M6 [7, 11]	15	522...622	0,46...2,47	8,1	7,84	10,38

Примечание. Мангышлакская нефть: M1 – НК...62 °С; M2 – 62...140 °С; M6 – 140...180 °С. Широкая фракция катализа: ЗСК – 110...140 °С.

данные о кривой разгонки (фракционном составе). Сложная смесь по кривой разгонки разбивается на 10 подфракций [10].

В рамках названного метода на основе PC-SAFT-уравнения состояния произведен расчет давлений НК и начала конденсации для нефтяных фракций. Необходимые для расчета значения констант m , σ и ε/k_B моделировались обученной нейронной сетью. Для сравнения также выполнялись расчеты фазовых равновесий с определением констант m , σ и ε/k_B по эмпирическим соотношениям [11]. В частности, в работе С. Ляна и др. [11] соответствующие

соотношения представлены в виде функций молярной массы, и в общем виде выглядят как

$$Y = n_1 M + n_2, \quad (1)$$

где Y – константа (m , σ или ε/k_B); n_1 , n_2 – эмпирические коэффициенты; M – молярная масса фракции, г/моль. Коэффициенты уравнения (1) для соответствующих гомологических рядов опубликованы [11].

В табл. 3 и на рис. 3–6 представлены отклонения расчетных значений давления НК и начала конденсации для нескольких

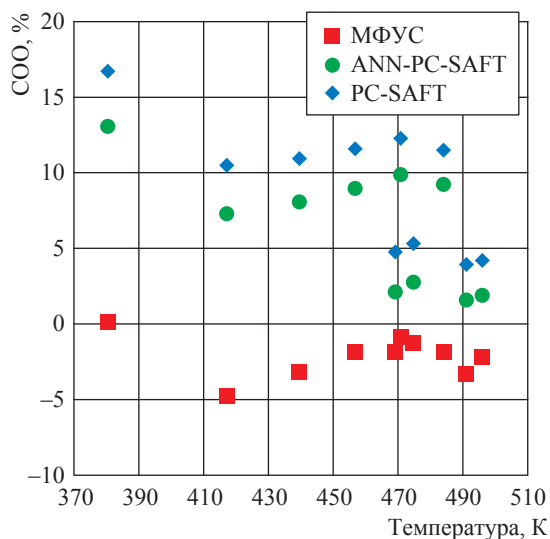


Рис. 3. Отклонение расчетных значений давления НК фракции M1 от экспериментальных данных [8, 9] (см. табл. 3)

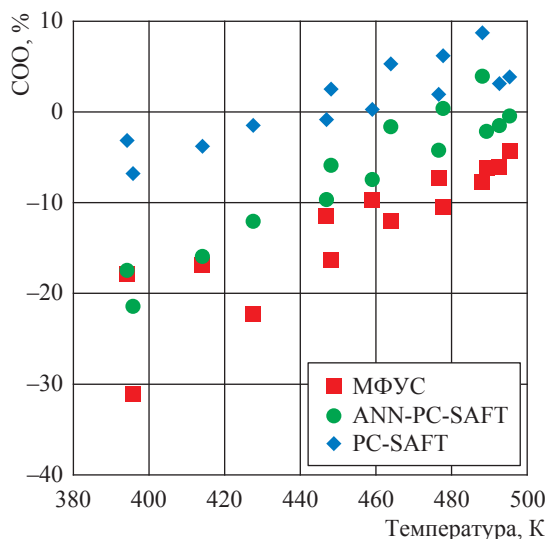


Рис. 4. Отклонение расчетных значений давления начала конденсации фракции M1 от экспериментальных данных [8, 9] (см. табл. 3)

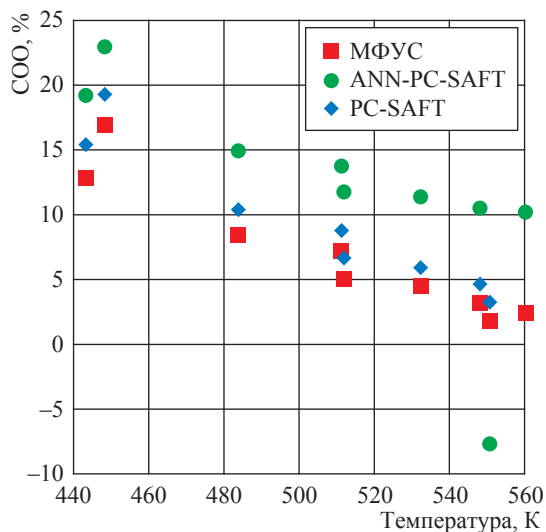


Рис. 5. Отклонение расчетных значений давления НК фракции M2 от экспериментальных данных [8, 9] (см. табл. 3)

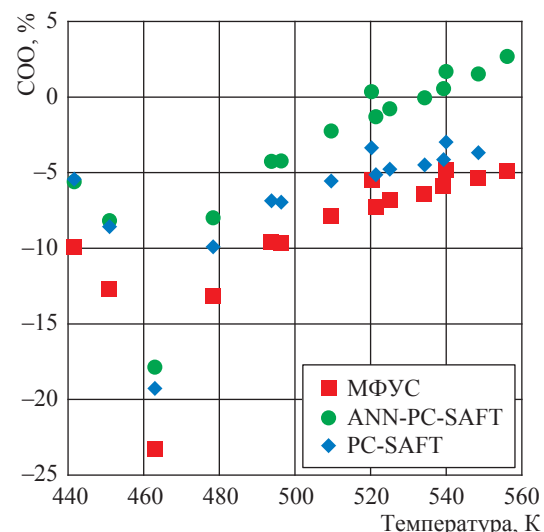


Рис. 6. Отклонение расчетных значений давления начала конденсации фракции M2 от экспериментальных данных [8, 9] (см. табл. 3)

углеводородных фракций. Для тестирования использовались экспериментальные данные, полученные в разные годы в отраслевой теплофизической лаборатории Грозненского нефтяного института [8, 9, 12]. Анализ отклонений показывает, что точность прогнозного расчета примерно такая же, как и при использовании МФУС [10].

В процессе расчетов применена методика расчета коэффициентов парного

взаимодействия молекул k_{ij} [13], базирующаяся на понятии потенциала ионизации I . Опуская промежуточные выкладки, приведем здесь окончательные соотношения для расчета коэффициентов взаимодействия, предложенные Я. Хошнамвандом и др. [13]:

$$k_{ij} = 10^3 \left(1 - \left\{ 2 \frac{(I_i + I_j)^{1/2}}{I_i + I_j} \right\} \left\{ \frac{2^6 \sigma_{ii}^3 \sigma_{jj}^3}{(\sigma_{ii} + \sigma_{jj})^6} \right\} \right), \quad (2)$$

где потенциал ионизации псевдокомпонента

$$I = 8,835 + \frac{188,63}{\sigma^3}. \quad (3)$$

Следует заметить, что в расчетах фазовых равновесий применительно к МФУС [10], а также с применением корреляций (1) использовалась 10-компонентная модельная смесь. Это связано с тем, что для пяти подфракций, на которые разделялось исследуемое вещество с использованием кривой разгонки, дополнительно определялись молярные доли парафиновых и циклических углеводородов. В случае нейронной сети берется 5-компонентная модель смеси, и расчетные данные о критических свойствах и молекулярной массе используются как входные параметры сети. Соответственно, расчетная модель упрощается без существенной потери точности.

Таким образом, на основе авторского PC-SAFT-уравнения состояния и обученной искусственной нейронной сети предложена методика прогнозного расчета фазовых равновесий многокомпонентных углеводородных смесей природного происхождения – нефтяных фракций. Выполненные расчеты показали, что предлагаемая методика позволяет производить прогнозный расчет фазовых равновесий многокомпонентных углеводородных смесей с ошибками, не превышающими значения, полученные при использовании МФУС, разработанных авторами [10]. При этом предлагаемый подход позволяет существенно сократить количество псевдокомпонентов при моделировании состава нефтяных фракций, тем самым упрощая расчетную модель. Дальнейшее уточнение результатов описания фазовых равновесий может быть достигнуто совершенствованием методики прогнозного расчета коэффициентов парного взаимодействия для псевдокомпонентов, а также поиском более совершенной конфигурации нейронной сети для уточнения характеристических констант PC-SAFT-уравнения состояния.

Список литературы

1. Григорьев Б.А. Теплофизические свойства нефти, нефтепродуктов, газовых конденсатов и их фракций / Б.А. Григорьев, Г.Ф. Богатов, А.А. Герасимов. – М.: Изд-во МЭИ, 1999. – 372 с.
2. Александров И.С. Моделирование термодинамических свойств и фазового поведения углеводородов и сложных углеводородных смесей на основе нового PC-SAFT-уравнения состояния / И.С. Александров, Б.А. Григорьев // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 4 (36). – С. 237–248.
3. Gross J. Perturbed-chain SAFT: An equation of state based on a perturbation theory for chain molecules / J. Gross, G. Sadowski // Ind. Eng. Chem. Res. – 2001. – Т. 40. – С. 1244–1260.
4. Tihic A. Applications of the simplified perturbed-chain SAFT equation of state using an extended parameter table / A. Tihic, G.M. Kontogeorgis, N. von Solms et al. // Fluid Phase Equilib. – 2006. – Т. 248. – С. 29–43.
5. Медведев В.С. Нейронные сети. MATLAB 6 / В.С. Медведев, В.Г. Потемкин; под общ. ред. В.Г. Потемкина. – М.: Диалог МИФИ, 2002. – 496 с.
6. Hagan M.T. Training feed forward networks with the Marquardt algorithm / M.T. Hagan, M. Menhaj // IEEE Transactions on Neural Networks. – 1994. – Т. 5. – № 6. – С. 989–993.
7. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа / А.И. Брусиловский. – М.: Грааль, 2002. – 575 с.
8. Юзбашев В.Г. Плотность бензиновых фракций мангышлакской нефти в широкой области параметров состояния: дис. ... канд. тех. наук / В.Г. Юзбашев. – Грозный, 1987. – 140 с.
9. Герасимов А.А. Калорические свойства нормальных алканов и многокомпонентных углеводородных смесей в жидкой и газовой фазах, включая критическую область: дис. ... д-ра тех. наук / А.А. Герасимов. – Калининград, 2000. – 434 с.
10. Gerasimov A. Modeling and calculation of thermodynamic properties and phase equilibria of oil and gas condensate fractions based on two generalized multiparameter equations of state / A. Gerasimov, I. Alexandrov, B. Grigoriev // Fluid Phase Equilibria. – 2016. – Т. 418. – С. 204–223.
11. Liang X. On petroleum fluid characterization with PC-SAFT equation of state / X. Liang, W. Yan, K. Thomsen et al. // Fluid Phase Equilibria. – 2014. – Т. 375. – С. 254–268.

12. Овчинников Н.А. Плотность нефтяных фракций и нефтепродуктов, полученных физическими и каталитическими процессами переработки нефти: дис. ... канд. техн. наук / Н.А. Овчинников. – Грозный, 1992. – 169 с.
13. Khoshnamvand Y. Phase behavior modeling for gas condensate fluids with PC-SAFT and an improved binary interaction coefficient model / Y. Khoshnamvand, M. Assareh, B. Davoudi // *Fluid Phase Equilibria*. – 2017. – Т. 444. – С. 37–46.

Predicting phase behavior of technological oil fractions on basis of a new PC-SAFT equation of state and artificial neural networks

I.S. Aleksandrov^{1*}, B.A. Grigoryev², A.A. Gerasimov¹

¹ Kaliningrad State Technical University, Bld. 1, Sovetskiy prospect, Kaliningrad, 236022, Russian Federation

² Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

* E-mail: alexandrov_kgrd@mail.ru

Abstract. With the most reliable experimental data on the critical properties of hydrocarbons of different structures and artificial neural networks a new model for predictive calculations of phase equilibria of natural hydrocarbon mixtures being the technological oil fractions is developed. The proposed model allows us to identify the characteristic constants of the PC-SAFT equation of state in relation to the pseudo-components (sub-fractions) by which the composition of the oil fractions is modeled. Calculations of phase equilibria are based on a trained neural network and an author's PC-SAFT equation of state. The input parameters for the neural network are the pseudocritical parameters of the subfractions and their molecular masses. The fitted array contains the data on the critical constants of hydrocarbons of different structures. Based on this array, a one-layer back-propagation neural network has been trained. The training of the neural network has been carried out using the Levenberg-Marquardt method. To eliminate the effect of network retraining, testing and verification procedures (validation) have been executed.

The article suggests test results for experimental data on the bubble and dew point pressure of oil fractions. It is shown that accuracy of the phase equilibria description corresponds to the accuracy of modern multiparameter equations of state. At the same time, the suggested method allows to reduce the number of pseudo-components in the model of a complex hydrocarbon mixture without significant loss of accuracy in the description of phase equilibria.

Keywords: equation of state, oil, phase equilibria, artificial neural network.

References

1. GRIGORYEV, B.A., G.F. BOGATOV, A.A. GERASIMOV. *Thermophysical properties of oil, oil products, gas condensates and their fractions* [Teplofizicheskiye svoystva nefi, nefteproduktov, gazovykh kondensatov i ikh fraktsiy]. Moscow: Moscow Power Engineering Institute, 1999. (Russ.).
2. ALEKSANDROV, I.S., B.A. GRIGORYEV. Modeling of thermodynamic properties and phase behavior of hydrocarbons and complex hydrocarbon mixtures based on the new PC-SAFT equation of state [Modelirovaniye termodinamicheskikh svoystv i fazovogo povedeniya uglevodorodov i slozhnykh uglevodorodnykh smesey na osnove novogo PC-SAFT-uravneniya sostoyaniya]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 4 (36): Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at Russian continental shelf, pp. 237–248. ISSN 2306-9849. (Russ.).
3. GROSS, J., G. SADOWSKI. Perturbed-chain SAFT: An equation of state based on a perturbation theory for chain molecules / J. Gross, G. Sadowski. *Ind. Eng. Chem. Res.* 2001, vol. 40, pp. 1244–1260. ISSN 0888-5885.
4. TIHIC, A., G.M. KONTOGEORGIS, N. von SOLMS et al. Applications of the simplified perturbed-chain SAFT equation of state using an extended parameter table. *Fluid Phase Equilibria*. 2006, vol. 248, pp. 29–43. ISSN 0378-3812.
5. MEDVEDEV, V.S. and V.G. POTEKIN (Ed.). *Neural networks. MATLAB 6* [Neyronnyye seti. MATLAB 6]. Moscow: Dialog MIFI, 2002. (Russ.).
6. HAGAN, M.T. and M. MENHAJ. Training feed forward networks with the Marquardt algorithm. *IEEE Transactions on Neural Networks*. 1994, vol. 5, no. 6, pp. 989–993. ISSN 1045-9227.
7. BRUSILOVSKIY, A.I. *Phase transformations during development of oil and gas fields* [Fazovyie prevrashcheniya pri razrabotke mestorozhdeniy nefi i gaza]. Moscow: Graal, 2002. (Russ.).

8. YUZBASHEV, V.G. *Density of gasoline fractions of Mangyshlak oil in a wide range of state parameters* [Plotnost benzinovykh fraktsiy mangyshlakskey nefi v shirokoy oblasti parametrov sostoyaniya]: Candidate of Sci. (engineering) thesis. Azerbaijan Oil and Chemistry Institute. USSR, Baku, 1987. (Russ.).
9. GERASIMOV, A.A. *Caloric properties of normal alkanes and multi-component hydrocarbon mixtures in liquid and gas phases, including the critical region* [Kaloricheskiye svoystva normalnykh alkanov i mnogokomponentnykh uglevodorodnykh smesey v zhidkoy i gazovoy fazakh, vklyuchaya kriticheskuyu oblast]: Dr. of Sci. (engineering) thesis. Kaliningrad State Technical University. Kaliningrad, 2000.
10. GERASIMOV, A., I. ALEXANDROV, B. GRIGORIEV. Modeling and calculation of thermodynamic properties and phase equilibria of oil and gas condensate fractions based on two generalized multiparameter equations of state. *Fluid Phase Equilibria*. 2016, vol. 418, pp. 204–223. ISSN 0378-3812.
11. LIANG, X., W. YAN, K. THOMSEN et al. On petroleum fluid characterization with PC-SAFT equation of state. *Fluid Phase Equilibria*. 2014, vol. 375, pp. 254–268. ISSN 0378-3812.
12. OVCHINNIKOV, N.A. *Density of oil fractions and oil products received by physical and catalytic processes of oil refining* [Plotnost neftyanykh fraktsiy i nefteproduktov, poluchennykh fizicheskimi i kataliticheskimi protsessami pererabotki nefi]: Candidate of Sci. (engineering) thesis. Moscow Power Engineering Institute. Groznyy, 1992. (Russ.).
13. KHOSHNAMVAND, Y., M. ASSAREH, B. DAVOUDI. Phase behavior modeling for gas condensate fluids with PC-SAFT and an improved binary interaction coefficient model. *Fluid Phase Equilibria*. 2017, vol. 444, pp. 37–46. ISSN 0378-3812.