

УДК 622.276

**К.Ю. Муринов**, к.х.н., начальник управления, ООО «БашНИПИнефть» (Уфа, Башкортостан, Россия),  
e-mail: MurinovKYu@bashneft.ru; **Д.М. Бикмеев**, к.х.н., ведущий инженер, ООО «БашНИПИнефть» (Уфа, Башкортостан,  
Россия), e-mail: BikmееvDM@bashneft.ru

## Исследование компонентного состава и физико-химических свойств пластовых нефтей месторождений ПАО «АНК «Башнефть» и способы их прогнозирования с использованием методов хемометрики

В настоящее время существует множество расчетных методов определения состава и свойств нефтегазовой смеси в условиях пласта. Используемые методы основаны на корреляционных соотношениях между составом и свойствами углеводородных систем. Полученные корреляционные модели позволяют определить динамику свойств добываемой нефти в зависимости от давления и температуры, а также установить физические параметры газонефтяной смеси и составы получаемых фаз в условиях, моделирующих промышленную систему сбора, подготовки и транспортирования продукции скважин. В этой связи удобными инструментами могут стать методы моделирования, которые используются в хемометрике: нейронные сети, метод главных компонент и т.п. Такие методы позволяют получать интегральную информацию об исследуемых объектах, выделяя наиболее значимые переменные и отбрасывая ненужную информацию в виде шума. Использование хемометрических методов моделирования позволяет намного ускорить и упростить этап математического моделирования состава и свойств углеводородных систем.

В настоящей работе предложен способ прогнозирования физико-химических свойств пластовых флюидов путем построения регрессионных моделей на основе хемометрических методов моделирования многомерных данных – метода главных компонент (МГК) и проекций на латентные структуры (PLS).

В работе исследовали физико-химические свойства и компонентный состав пластовых нефтей месторождений ПАО «АНК «Башнефть». Предложен способ прогнозирования физико-химических свойств исследуемых образцов пластовой нефти по известному компонентному составу с использованием методов МГК и PLS. Проведено сравнение результатов прогнозирования физико-химических параметров пластовой нефти при использовании PLS-модели и расчетных способов на основе уравнения Пенга – Робинсона. Показана возможность прогнозирования объемного коэффициента и плотности исследуемых образцов пластовой нефти с использованием метода PLS с ошибкой не более 3%.

**Ключевые слова:** пластовая нефть, давление насыщения, объемный коэффициент пластовой нефти, метод главных компонент, прогнозирование пластовых свойств.

.....

**Д.М. Бикмеев**, LLC BashNIPIneft (Ufa, Bashkortostan, Russia), candidate of chemical sciences, lead engineer,  
e-mail: BikmееvDM@bashneft.ru; **К.Ю. Муринов**, LLC BashNIPIneft (Ufa, Bashkortostan, Russia), candidate of chemical sciences,  
head of the department, e-mail: MurinovKYu@bashneft.ru

## The study of component analysis and physico-chemical properties of reservoir oils on oil fields of pjsoc bashneft and methods of their predicting by using chemometrics

Nowadays there is a set of computational methods to determine the content and properties of reservoir HC. They are based on CR of HC system content and properties. These models determine the dynamics of extracted oil properties depending on pressure and temperature, and also establish physical parameters of gas-oil mixture and the content of produced fluids in the conditions modeling the production system of gathering, preparation and transportation of well production. And the most convenient methods here are the methods used in chemometrics: artificial neural network, principal component analysis (PCA), etc. Such methods give the integrated information on the studied objects, setting off the most significant variables and setting aside the unnecessary information as noise. Using the chemometric methods of modeling quickens and simplifies the stage of mathematical modeling the content and properties of HC systems. This

article represents the predicting of physical and chemical properties of reservoir fluids by regression models definition based on chemometric methods of multivariable data modeling such as PCA and PLS. The paper shows the study of physical and chemical properties and composition of reservoir oils on oilfields of PJSOC Bashneft. The authors have suggested a method of predicting physical and chemical properties of reservoir fluids using PCA and PLS chemometric methods. The comparison of physical and chemical properties of reservoir oil has been provided by using PLS model and Peng-Robinson equation. It has been shown the possibility to predict the oil formation volume factor and density of the samples under study using PLS with a relative error of less than 3%.

**Keywords:** reservoir oil, saturation pressure, oil formation volume factor, principal components analysis, prediction of reservoir properties.

Изучение свойств пластовых нефтей занимает значительное место в комплексе исследований, связанных с задачами подсчета запасов нефти и разработки месторождений. Экспериментальное исследование пластового флюида связано с получением исходных данных для проектирования и представляет собой лабораторный анализ с применением специальной аппаратуры высокого давления. Полученные результаты и их обобщение позволяют определить динамику свойств добываемой нефти в зависимости от давления и температуры, а также установить физические параметры газонефтяной смеси и составы получаемых фаз в условиях, моделирующих пластовые условия, промысловую систему сбора, подготовки и транспортирования продукции скважин. В связи с увеличением потребности исследований пластовых проб нефти возникает проблема отбора глубинных проб, поскольку не всегда и везде удается отобрать кондиционные пробы или сам отбор глубинных проб не всегда возможен. В настоящее время существует множество расчетных методов определения состава и свойств нефтегазовой смеси на основе экспериментальных результатов. Широкое применение имеют методы, основанные на корреляционных отношениях между составом и свойствами углеводородных систем. Тем не менее следует отметить, что традиционные экспериментальные и расчетные методы требуют больших затрат труда, времени, уникального оборудования и программного обе-

спечения. В связи с этим важнейшее практическое и научное значение имеет совершенствование расчетных методов определения состава и физико-химических свойств нефтегазовой системы [1–3].

Целью работы явилось исследование физико-химических характеристик (PVT-параметров) пластовых нефтей и разработка подхода к их прогнозированию путем построения регрессионных моделей на основе хемометрических методов моделирования многомерных данных – метода главных компонент и проекций на латентные структуры. Предложенные методы позволяют получать интегральную информацию об исследуемых объектах, выделяя наиболее значимые переменные и отбрасывая ненужную информацию в виде шума. С помощью хемометрических методов можно намного ускорить и упростить этап математического моделирования состава и свойств углеводородных систем.

Для предварительной обработки путем сжатия матрицы данных и выделения скрытых переменных, лежащих в основе структуры экспериментальных данных, использовали метод главных компонент. С помощью метода PLS строили регрессионные модели, связывающие две многомерные матрицы экспериментальных данных. В качестве параметров матрицы экспериментальных данных (независимые переменные, матрица X) в работе предложено использовать компонентный состав проб пластовой нефти, а в качестве значений матрицы

целевых параметров – физико-химические свойства пластовой нефти (зависимые переменные, матрица Y).

Таким образом, построенные модели могут позволить прогнозировать свойства пластовой нефти для новых скважин или для скважин, в которых нет возможности кондиционного пробоотбора либо он слишком трудоемок [4]. Помимо этого, предложенный подход можно использовать для решения задач классификации: установления месторождений-аналогов или оценки генетической связи нефтей, установления принадлежности нефти к единому резервуару и др.

Следует отметить, что о применении хемометрических методов анализа многомерных данных при анализе нефти и нефтепродуктов в отечественной периодике практически нет информации [5–6].

#### ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Комплексное исследование термодинамических свойств и фазового поведения пластовой нефти выполняли на установках Fluid Eval (Vinci Technologies, Франция) и УИПН-400 (ОАО «АК «ОЗНА»). Перечень параметров, методы их определения и форма представления результатов исследования приняты в соответствии с отраслевым стандартом [7]. В качестве основных параметров газонасыщенной нефти в условиях пласта определяли давление насыщения нефти газом ( $P_{гн}$ , МПа), газосодержание при стандартной сепарации ( $G$ , м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>), объемный коэффициент пластовой

Ссылка для цитирования (for references):

Муринов К.Ю., Бикмеев Д.М. Исследование компонентного состава и физико-химических свойств пластовых нефтей месторождений ПАО «АНК «Башнефть» и способы их прогнозирования с использованием методов хемометрики // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2015. № 9. С. 64–69.  
Bikmeev D.M., Murinov K.Yu. The study of component analysis and physico-chemical properties of reservoir oils on oil fields of pjsoc bashneft and methods of their predicting by using chemometrics (In Russ.). *Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory*, 2015, No. 9. P. 64–69.

Таблица 1. Физико-химические параметры (PVT-параметры) образцов пластовой нефти месторождений ПАО «АНК «Башнефть»  
Table 1. Physical and chemical parameters (PVT-parameters) of the reservoir oil samples of the fields of Bashneft Joint-Stock Oil Company PJSC

PVT-параметр PVT-parameter	Min	Max	<X>
Давление насыщения, МПа Saturation pressure, MPa	3,36	21,28	8,41
Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> Solution gas-oil ratio, m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	4,7	179,9	48,5
Объемный коэффициент пластовой нефти при пластовых условиях Undersaturated OFVF	1,011	1,549	1,155
Плотность пластовой нефти, кг/м <sup>3</sup> Reservoir oil density, kg/m <sup>3</sup>	653,9	929,4	811,3

нефти при пластовых условиях ( $\beta_{пл}$ ), плотность нефти при пластовых условиях ( $\rho_{пл}$ , кг/м<sup>3</sup>).

Значения плотности пластовой нефти, объемного коэффициента и газосодержания рассчитывали по результатам стандартной сепарации. Для расчета плотности измеряли плотности сепарированной нефти и выделившегося газа при 20 °С, после чего проводили пересчет для пластовых условий [8]. Исследовали 58 глубинных проб месторождений ПАО «АНК «Башнефть», из них 30 – отобранные с месторождений Республики Башкортостан и 28 – с месторождений им. Р. Требса и А. Титова. Пробы исследовались в течение 2013–2014 гг. в лаборатории физико-химических исследований нефтей и газов

ООО «БашНИПнефть». 50 проб были использованы для построения регрессионной модели и 8 – для тестового прогнозирования свойств пластовой нефти.

В качестве базового метода обработки многомерных данных использовали метод главных компонент, который позволяет разделить матрицу экспериментальных данных на две части – содержательную и шумовую. Методом главных компонент исходные данные представляются в многомерном пространстве независимых переменных в виде точек, после чего их проецируют на первую главную компоненту (ГК), которая строится вдоль максимального изменения данных (максимальной дисперсии). Затем строится следующая

главная компонента, которая ортогональна другим главным компонентам и лежит в направлении следующего по величине изменения многомерных данных. Таким образом происходит сжатие полученных экспериментальных данных: из 17 переменных получают набор обобщенных координат  $x, y, z$  и т.д. (ГК1, ГК2, ГК3) в зависимости от числа выбранных главных компонент. Оптимальное число главных компонент выбирали по проценту объясненной ими дисперсии (3–5 главных компонент описывали не менее 90% дисперсии). При этом не всегда требуется, чтобы процент объясненной дисперсии стремился к 100%, поскольку в таком случае возможна переоценка математической модели, которая будет включать и шумовую составляющую, что влечет за собой ошибочные выводы. Таким образом, с помощью метода главных компонент многомерные данные переводили в новую систему координат – систему главных компонент, начало которой лежит в центре области данных, а направление главных компонент определяется скрытыми закономерностями, характерными для полученных экспериментальных данных. По взаимному расположению точек (образцов) на плоскости главных компонент, называемому графиком счетов, можно увидеть структуру данных и выявить схожесть и различие между образцами [4].

При построении многомерной регрессии с помощью метода проекций на латентные структуры (PLS) использовали две матрицы:  $X$ , состоящую из компонентного состава пластовой нефти, и  $Y$  – физико-химические параметры пластовой нефти. Обработывая обе матрицы методом PLS, строили многомер-

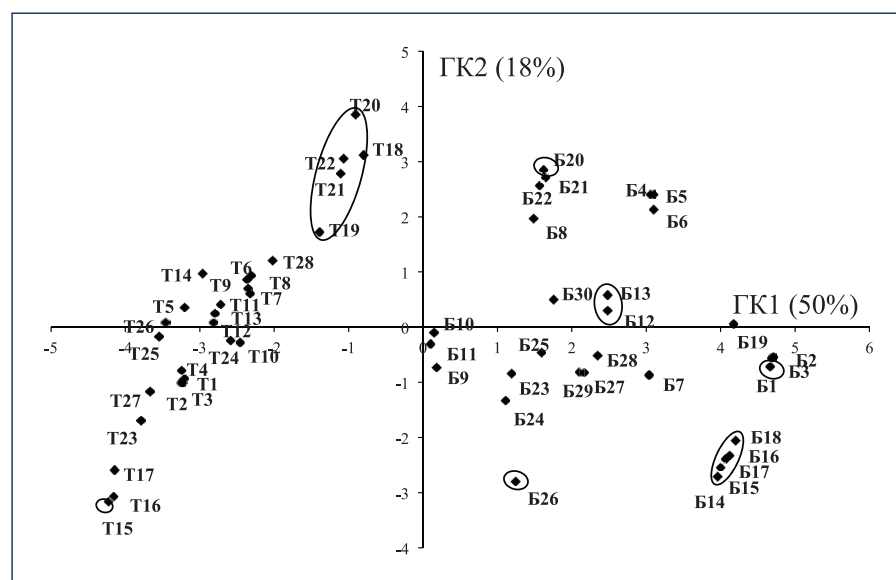


Рис. График счетов ГК1-ГК2 МГК-моделирования экспериментальных данных: T\* – пробы, отобранные с месторождений им. Р. Требса и А. Титова; B\* – пробы, отобранные с месторождений Республики Башкортостан

Fig. PC1-PC2 scores plot for experimental data: T\* – the samples taken from the fields named after R. Trebs and A. Titov; B\* – the samples taken from the fields of the Republic of Bashkortostan

ную модель, отражающую зависимость матрицы  $Y$  от матрицы  $X$ . Для определения правильности построенной модели рассчитывали ошибки предсказания (RMSEP) согласно уравнению

$$RMSEP = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\hat{y}_i - y_i)^2}{n-1}},$$

где  $y_i$  и  $\hat{y}_i$  – соответственно известные и предсказанные значения для образцов сравнения  $i = 1, \dots, n$ .

На основе построенной PLS-модели можно прогнозировать неизвестные значения  $Y$ , определяя компонентный состав для неизвестных образцов матрицы  $X$  [4].

Использовали варианты МГК-моделирования и построения PLS-моделей, реализованные в программном обеспечении Chemometrics Add-In для Microsoft Excel [9].

Для построения корреляционных зависимостей на основе термодинамических уравнений состояния использовали модификацию уравнения Пенга – Робинсона с шифт-параметром [1]:

$$p = \frac{RT}{V-b} - \frac{a}{V(V+b)+b(V-b)},$$

$$\text{где } a = 0.457235 \cdot R^2 T_c^2 / p_c; \\ b = 0.077796 \cdot RT_c / p_c$$

## РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

В ходе экспериментальных исследований на установках Fluid Eval и УИПН-400 установили, что пробы пластовой нефти, отобранные на месторождениях Республики Башкортостан, более тяжелые, а также содержат меньшее количество растворенного в них газа, что отражается на значениях давления насыщения нефти газом и объемного коэффициента пластовой нефти. Весь массив данных охватывает широкий диапазон физико-химических свойств (табл. 1).

Компонентный состав пластовой нефти определяли по результатам стандартной сепарации: рассчитывали газосодержание пластовой нефти и определяли компонентные составы выделившегося газа и дегазированной нефти. Исследования проводили на хроматографах Кристалл 5000.2 (ЗАО СКБ «Хроматэк») и Agilent 6890N с детектором по теплопроводности для определения неуглеводородных

Таблица 2. Компонентный состав образцов пластовой нефти месторождений ПАО АНК «Башнефть»

Table 2. The composition of the reservoir oil samples of the fields of Bashneft Joint-Stock Oil Company PJSC

Содержание компонентов, % мол. Component content, mol. %	Min	Max	<X>
CO <sub>2</sub>	0,00	0,66	0,19
H <sub>2</sub>	0,00	0,12	0,01
N <sub>2</sub>	1,36	10,60	3,86
CH <sub>4</sub>	0,40	38,66	12,16
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	1,08	8,70	4,10
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	1,00	8,48	5,15
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,98	2,10	1,33
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,50	5,64	3,54
i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	1,00	3,89	2,02
n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,33	4,03	2,39
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	2,54	5,53	4,00
C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	2,95	8,81	4,73
Остаток Residue	28,18	79,06	56,46

компонентов в газе и пламенно-ионизационным детектором для определения содержания углеводородов в нефти и газе.

Результаты хроматографического анализа не позволяют судить о схожести и различии всех образцов друг с другом по всем параметрам одновременно, поскольку углеводородный состав всех образцов достаточно сложен, а также достаточно много самих образцов (табл. 2).

При этом можно отдельно отметить, что наибольшие различия в исследуемых образцах обусловлены содержанием легких компонентов (CH<sub>4</sub> 0,40÷38,66; C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> 1,08÷8,70 и C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> 1,00÷8,48% мол.), N<sub>2</sub> (1,36÷10,60% мол.), а также содержанием остатка – тяжелых компонентов (28,18÷79,06% мол.). Для сравнения образцов по компонентному составу в настоящей работе использовали метод главных компонент, который позволяет при обработке данных строить так называемую карту образцов, наглядно характеризующую сходство и различие между экспериментальными данными.

На рисунке представлен график счетов МГК-моделирования экспериментальных данных компонентного состава исследуемых образцов пластовой нефти.

Видно, что все образцы различаются между собой на графике счетов, при этом явное различие между собой имеют образцы, отобранные на месторождениях Республики Башкортостан и месторождении Р. Требса и А. Титова. Образцы, обладающие близким составом, отобранные с одного месторождения, из одной скважины и с одного и того же объекта, группируются в определенные кластеры на плоскости главных компонент, например, Б14, Б15, Б16, Б17, Б18 и Т18, Т19, Т20, Т21, Т22. Образцы, отобранные с одного месторождения, но из разных скважин, близки. При этом можно наблюдать образцы, имеющие наибольшие различия: Б20 и Б26, Б1 и Т15 и т.д.

Таким образом, обрабатывая матрицу экспериментальных данных компонентного состава пластовых нефтей методом главных компонент, можно находить близкие и различающиеся образцы. В свою очередь, компонентный состав этих образцов будет обуславливать различие и сходство этих образцов по физико-химическим свойствам в пластовых условиях. С помощью метода главных компонент неизвестные образцы можно соотносить с образцами, отобранными с месторождений-аналогов, физико-химические характеристики

Таблица 3. Параметры PLS-регрессионной модели, связывающей компонентный состав пластовой нефти и физико-химические параметры пластовой нефти. Число ГК=4, P=0,95

Table 3. Parameters of PLS-regression model linking reservoir oil component composition and reservoir oil physical and chemical. Number of principal components (PC)=4, P=0.95

Параметры Parameters	R <sup>2</sup> , коэффициент корреляции R <sup>2</sup> , correlation coefficient	Абсолютная ошибка предсказания (RMSEP) Root Mean Square Error of Prediction (RMSEP)	ε, %
P <sub>b</sub>	0,99	0,83	10
G	0,99	6,92	14
β <sub>пл</sub> β <sub>reservoir</sub>	0,99	0,024	2
ρ <sub>пл</sub> ρ <sub>reservoir</sub>	0,99	14,64	2

которых уже были определены заранее. Для известных образцов пластовых нефтей можно решать задачи классификации и идентификации – оценку генетической связи нефтей, установление принадлежности нефти к единому резервуару, для оценки вертикальной и горизонтальной флюидосообщаемости резервуаров и др. Другим применением найденных закономерностей может быть использование матрицы компонентного состава пластовой нефти в построении регрессионной модели, позволяющей прогнозировать физико-химические свойства образцов пластовой нефти.

Эту взаимосвязь можно описать с помощью методов, основанных на расчете термодинамических уравнений со-

стояния, или методов моделирования многомерных данных, реализуемых в хемометрике.

Используемые в настоящее время расчетные методы основаны на построении математической модели, учитывающей взаимное влияние и поведение каждого компонента в составе пластовой нефти. Одним из главных минусов таких моделей является невозможность установления физико-химических характеристик и компонентного состава остатка – тяжелых компонентов, в этой связи при построении каждой модели используются допущения и эмпирические приближения. Корректность модели устанавливается по близости расчетных значений экспериментальным. При этом для нового образца нефти необходимо строить новую модель и производить расчеты заново. К тому же сам процесс расчета довольно продолжителен и трудоемок.

В настоящей работе предлагается строить регрессионную модель на основе хемометрического метода PLS, включающую в себя большое количество образцов пластовой нефти с известными физико-химическими характеристиками и компонентным составом. Однажды построив такую модель, можно производить прогноз физико-химических свойств тестовых образцов пластовой нефти, зная их состав в пластовых условиях.

PLS-регрессионная модель, связывающая данные пластовых параметров и компонентного состава образцов пластовой нефти, включала в себя 50 образцов. В свою очередь, остальные восемь использовались в качестве те-

стовых для оценки предсказательной способности построенной модели. В результате моделирования получили следующие параметры PLS-модели (табл. 3).

Из таблицы видно, что предсказательная способность полученной модели для прогнозирования объемного коэффициента и плотности пластовой нефти может удовлетворять максимальным относительным ошибкам, установленным в стандартных документах (относительная ошибка – не более 2%) [7]. Для уменьшения относительной ошибки прогнозирования других физико-химических параметров необходимо расширить матрицу независимых переменных или увеличить количество образцов. Еще одним решением этой проблемы может быть использование других методов

Таблица 4. Относительные ошибки расчета физико-химических параметров тестовых образцов с использованием построенной PLS-регрессионной модели. Число ГК=4, P=0,95

Table 4. Test samples physical and chemical parameters prediction relative errors using the developed PLS-regression model. Number of principal components (PC)=4, P=0.95

Пробы Samples	Относительная ошибка ε, % Relative error ε, %			
	P <sub>b</sub>	G	β <sub>пл</sub>	ρ <sub>пл</sub>
Б11	5	21	3	3
Б17	1	3	0.2	2
Б20	0.1	22	3	0.04
Б24	36	16	1	2
Т1	0.3	11	2	1
Т6	12	19	1	2
Т11	11	5	1	1
Т21	8	5	2	1
< ε >	9	13	2	1

Таблица 5. Относительные ошибки расчета физико-химических параметров тестовых образцов с использованием уравнения Пенга – Робинсона

Table 5. Test sample physical and chemical parameters calculation relative errors using the Peng – Robinson equation

Пробы Samples	Относительная ошибка ε, % Relative error ε, %			
	P <sub>b</sub>	G	β <sub>пл</sub>	ρ <sub>пл</sub>
Б11	1	1	2	1
Б17	0.1	4	0.2	7
Б20	2	15	1	4
Б24	4	8	4	1
Т1	0.2	6	4	1
Т6	1	10	3	1
Т11	0.3	9	4	0.1
Т21	0.3	7	4	0.2
< ε >	1	7	3	2

моделирования многомерных данных: искусственные нейронные сети, множественная линейная регрессия (МЛР), регрессия на главные компоненты (РГК) и т.п. [4].

Для апробации предсказательной способности предложенной PLS-модели использовали образцы Б11, Б17, Б20, Б24, Т1, Т6, Т11, Т21 (табл. 4).

Видно, что во всех случаях удается проводить прогнозирование объемного коэффициента и плотности пластовой нефти с ошибкой не более 3%. Для всех тестовых образцов возможно прогнозирование этих параметров в рамках установленных отраслевым стандартом [7]. Следует также отметить, что ошибка прогнозирования давления насыщения для тестовых образцов, за исключением образца Б24 (36%), не превышает 12% (в среднем 9%). Ошибка прогнозирования газосодержания не превышает 22% (в среднем 13%).

Для сравнения полученных результатов прогнозирования свойств образцов пластовой нефти рассчитали физико-химические параметры с использованием уравнения Пенга – Робинсона (табл. 5) [1].

Из таблицы 4 видно, что при использовании уравнения Пенга – Робинсона значения давления насыщения и газосодержания рассчитываются с меньшей ошибкой (в среднем 1 и 7% соответственно), чем при использовании PLS-модели (в среднем 10 и 11% соответственно). Тем не менее при прогнозировании объемного коэффициента и плотности пластовой нефти относительные ошибки и в том, и в другом случае практически одинаковы (2–3%). Таким образом, полученные результаты свидетельствуют о возможности применения хемометрических методов МГК и PLS для построения регрессионных моделей, связывающих компонентный

состав образцов пластовых нефтей с их физико-химическими свойствами. В работе предложен способ прогнозирования объемного коэффициента и плотности при пластовых условиях исследуемых образцов пластовой нефти по известному компонентному составу с ошибкой не более 3%. Установлено, что относительные ошибки при этом близки к ошибкам известных расчетных методов, используемых на практике (на примере моделей на основе уравнения Пенга – Робинсона). Еще одним вариантом использования предложенного хемометрического подхода может являться возможность соотнесения неизвестных образцов с образцами, отобранными с месторождений-аналогов, физико-химические характеристики которых уже были определены заранее. Для известных же образцов можно проводить оценку генетической связи нефтей для решения задач резервуарной геохимии.

#### Литература:

1. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2002. 575 с.
2. Elsharkawy A.M. An empirical model for estimating the saturation pressures of crude oils // *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2003, vol. 38 (1), pp. 55–77.
3. Rafiee-Taghanaki S., Arabloo M., Chamkalani A., Amani M., Zargari M.H., Adelizadeh M.R. Implementation of SVM framework to estimate PVT properties of reservoir oil. *Fluid Phase Equilibria*, 2013, vol. 346, pp. 25–32.
4. Родионова О.Е., Померанцев А.Л. Хемометрика: достижения и перспективы // *Успехи химии*. 2006. Т. 75. № 4. С. 302–321.
5. Balabin R.M., Safieva R.Z., Lomakina E.I. Comparison of linear and nonlinear calibration models based on near infrared (NIR) spectroscopy data for gasoline properties prediction. *Chemometrics and Intelligent Laboratory Systems*, 2007, vol. 88, pp. 183–188.
6. Сидельников А.В., Бикмеев Д.М., Кудашева Ф.Х., Майстренко В.Н. Вольтамперометрическая идентификация моторных масел с использованием «электронного языка» // *Журнал аналитической химии*. 2013. Т. 68. № 2. С. 153–160.
7. ОСТ 153-39.2-048-2003 Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей. Объем исследований и формы представления результатов. М.: Издательство стандартов, 2003. 89 с.
8. ГОСТ 3900-85 Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности. М.: Издательство стандартов, 1987. 36 с.
9. Pomerantsev A.L. *Chemometrics in Excel*. Wiley, 2014, 332 p.

#### References:

1. Brusilovskiy A.I. *Fazovye prevrashheniya pri razrabotke mestorozhdenij nefiti i gaza* [Phase transitions during the oil and gas field development]. Moscow: Graal, 2002. 575 pp.
2. Elsharkawy A.M. An empirical model for estimating the saturation pressures of crude oils // *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2003, vol. 38 (1), pp. 55–77.
3. Rafiee-Taghanaki S., Arabloo M., Chamkalani A., Amani M., Zargari M.H., Adelizadeh M.R. Implementation of SVM framework to estimate PVT properties of reservoir oil. *Fluid Phase Equilibria*, 2013, vol. 346, pp. 25–32.
4. Rodionova O.Ye., Pomerantsev A.L. *Hemometrika: dostizheniya i perspektivy* [Chemometrics: achievements and prospects]. *Uspehi himii = Progress in chemistry*, 2006, vol. 75, No. 4. P. 302–321.
5. Balabin R.M., Safieva R.Z., Lomakina E.I. Comparison of linear and nonlinear calibration models based on near infrared (NIR) spectroscopy data for gasoline properties prediction. *Chemometrics and Intelligent Laboratory Systems*, 2007, vol. 88, pp. 183–188.
6. Sidelnikov A.V., Bikmееv D.M., Kudashева F.Kh., Maystrenko V.N. Voltammetric Identification of Motor Oils Using an «Electronic Tongue». *Journal of Analytical Chemistry*, 2013, vol. 68, No. 2. P. 140–147.
7. ОСТ 153-39.2-048-2003. *Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей. Объем исследований и формы представления результатов* [Oil. Routine testing of formation fluids and separator oils. Scope of testing and result presentation forms]. Moscow, Publication of standards, 2003. 89 pp.
8. ГОСТ 3900-85. *Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности* [Oil and oil products. The methods for density determination]. Moscow, Publication of standards, 1987. 36 pp.
9. Pomerantsev A.L. *Chemometrics in Excel*. Wiley, 2014, 332 p.