

УДК 622+553.98

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2022

Вероятностно-статистическая оценка зональной нефтегазоносности Пермского свода по геохимическим критериям**И.А. Татаринов**

ООО «НАСТ-М» (Россия, 614010, г. Пермь, ул. Куйбышева, 95б)

Probabilistic and Statistical Assessment of Zonal Oil and Gas Potential of the Perm Arch based on Geochemical Criteria**Ilya A. Tatarinov**

NAST-M LLC (95b, Kuibysheva str., Perm, 614010, Russian Federation)

Получена / Received: 23.07.2021. Принята / Accepted: 19.11.2021. Опубликовано / Published: 31.01.2022

Ключевые слова:

вероятность, статистический анализ, линейная статистическая модель, многомерная статистическая модель, коэффициент корреляции, нефтегазоносность, статистические критерии, геохимия нефти и газа, органическое вещество, геохимические и битуминологические характеристики.

Выполняется зональная вероятностно-статистическая оценка генерационного потенциала отложений, формирующих нефтегазоносность территории Пермского свода. Для оценки нефтегазоносности использованы базы данных по геохимическим и битуминологическим характеристикам рассеянного органического вещества в верхнедевонско-турнейских карбонатных, нижневизейских терригенных и среднекаменноугольных (окско-башкирских) карбонатных отложений. Статистические модели были построены по следующим показателям: содержание органического углерода (C_{ORG} , %); органическое вещество (ОВ, %); состав рассеянного органического вещества (содержание битумоидов, %: хлороформенных (B_{CL}), петролейных (B_{PE}), спиртобензольных (B_{AB}), гуминовых кислот (ГумК, %), нерастворимого остатка (НО, %) и характеристики преобразования РОВ (отношение концентраций хлороформенного битумоида к спиртобензольному (B_{CL}/B_{AB}), битумоидный коэффициент (β)). Для определения информативности этих характеристик в отношении нефтегазоносности использованы статистические критерии Стьюдента – t и Пирсона – χ^2 . При построении моделей прогноза зональной нефтегазоносности территории Пермского свода использовались одномерный и многомерный пошаговый регрессионный анализы, что позволило разработать одномерные и многомерные регрессионные линейные модели. С помощью пошагового многомерного регрессионного анализа разработан комплексный критерий, учитывающий влияние как каждого геохимического показателя в отдельности, так и их сочетаний. Это позволило построить схему распределения вероятности нефтегазоносности для территории Пермского свода. Анализ построенной схемы показал, что максимально благоприятные геохимические условия формирования нефтегазоносности за счет рассеянного органического вещества изучаемых отложений наблюдаются в северо-восточной части Пермского свода, с ограничивающей изовероятностью больше 0,5.

Keywords:

probability, statistical analysis, linear statistical model, multidimensional statistical model, correlation coefficient, oil and gas content, statistical criteria, oil and gas geochemistry, organic matter, geochemical and bituminological characteristics.

A zonal probabilistic-statistical assessment of the generation potential of deposits that form the oil and gas potential of the territory of the Perm arch was carried out. To assess the oil and gas content, databases were used on the geochemical and bituminological characteristics of dispersed organic matter in the Upper Devonian-Tournaisian carbonate, Lower Visean terrigenous and Middle Carboniferous (Oka-Bashkirian) carbonate deposits. Statistical models were built on the basis of the following parameters: organic carbon content (C_{ORG} , %); organic matter (OM, %); composition of dispersed organic matter (content of bitumoids, %: chloroform (B_{CL}), petroleum (B_{PE}), alcohol-benzene (B_{AB}), humic acids (HumA, %), insoluble residue (IR, %) and DOM conversion characteristics (ratio of concentrations of chloroform bitumoid to alcohol-benzene (B_{CL}/B_{AB}), bitumoid coefficient (β)). To determine the information content of these characteristics in relation to oil and gas potential, Student's statistical criteria – t and Pearson's – χ^2 were used, which made it possible to develop one-dimensional and multidimensional linear regression models. With the help of step-by-step multidimensional regression analysis, a complex criterion was developed that took into account the influence of both each geochemical indicator separately and their combinations. This made it possible to construct a distribution scheme for the probability of oil and gas content for the Perm arch territory. The analysis of the constructed scheme showed that the most favorable geochemical conditions for the formation of oil and gas potential due to the dispersed organic matter of the studied deposits were observed in the northeastern part of the Perm arch, which limited the isoprobability to more than 0.5.

Татаринов Илья Анатольевич – директор (тел.: + 007 (912) 059 81 99, e-mail: i_tatarinov@mail.ru).Ilya A. Tatarinov – Director (tel.: + 007 (912) 059 81 99, e-mail: i_tatarinov@mail.ru)

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Татаринов И.А. Вероятностно-статистическая оценка зональной нефтегазоносности Пермского свода по геохимическим критериям // Недропользование. – 2022. – Т.22, №1. – С.2-8. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.1.1

Please cite this article in English as:

Tatarinov I.A. Probabilistic and Statistical Assessment of Zonal Oil and Gas Potential of the Perm Arch based on Geochemical Criteria. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2022, vol.22, no.1, pp.2-8. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.1.1

Введение

Существующие стандартные методики оценки нефтегазоносности не всегда позволяют выделить те локальные объекты, которые будут содержать скопления нефти. Многие авторы для зонального прогноза нефтегазоносности предлагают использовать различные количественные или качественные критерии.

Выполнена зональная вероятностно-статистическая оценка генерационного потенциала отложений, формирующих нефтегазоносность осадочного разреза территории Пермского свода. Для решения данной проблемы использовались вероятностно-статистические методы, возможность использования которых при построении одномерных и многомерных линейных статистических моделей решалась путем использования элементов математической статистики и теории вероятностей, которые подробно описаны в работах как отечественных, так и зарубежных авторов [1–36].

Здесь, как и на территории всего Пермского края, традиционными нефтегазоматеринскими толщами являются отложения верхнедевонско-турнейского карбонатного (D3–C1t) комплекса, описание потенциала которых, в том числе и с помощью статистических методов, для оценки потенциальной нефтегазоносности приведено в следующих работах [37–47]. В данной статье к построению математических моделей для зонального прогноза нефтегазоносности с использованием вероятностно-статистических методов привлечены характеристики рассеянного органического вещества (РОВ) нижневизейских терригенных и среднекаменноугольных (окско-башкирских) карбонатных отложений. По мнению автора данной статьи, привлечение данных по этим отложениям позволит более полно решить проблему зонального прогноза нефтегазоносности территории Пермского свода.

Для решения данной задачи использованы базы данных по геохимическим и битуминологическим характеристикам РОВ этих отложений, определенные в скважинах территории Пермского свода.

Геолого-геохимические особенности этих отложений были изучены достаточно подробно для всей территории Пермского края [37–43]. Здесь необходимо отметить, что в данных работах особенностям распределения РОВ по территории Пермского свода уделено мало внимания. По мнению автора данной статьи, привлечение вероятностно-статистических методов позволит оценить связи между характеристиками РОВ и нефтегазоносности территории Пермского свода.

Построение одномерных моделей

Анализ результатов исследований образцов проводился в скважинах, которые находятся в пределах границ Пермского свода. Первоначально показатели, характеризующие РОВ по изучаемым отложениям, были условно разделены на две группы. К первой отнесены определения РОВ по скважинам, находящимся в контурах месторождений, ко второй – определения из скважин, находящихся за пределами нефтяных месторождений. Эти показатели будут анализироваться по верхнедевонско-турнейским карбонатным (D3–C1t), нижневизейским терригенным (C1v) и среднекаменноугольным (окско-башкирских) карбонатным (C2) отложениям. Назовем условно эти отложения – геохимические комплексы (ГХК).

Первым статистическим инструментом для оценки степени различия параметров для двух выборок является проверка гипотез о различиях или отсутствии таковых средних значений рассматриваемых характеристик РОВ, при помощи *t*-критерия Стьюдента. Данные статистических расчетов средних значений (*t*-критерия и достигаемого уровня значимости *p*) геохимических и битуминологических параметров в группах для изучаемых отложений приведены в табл. 1.

Статистические характеристики геохимических показателей для ГХК в скважинах Пермского свода приведены в табл. 1.

Количественно средние значения сравним с помощью критерия Стьюдента *t* (табл. 1).

Анализ данных показывает, что в ряде случаев наблюдаются статистические различия в средних значениях. Рассмотрим технологию построения линейных вероятностных моделей, которые будут использованы для прогноза зональной нефтегазоносности территории исследований. Детально методика построения одномерных вероятностных моделей для оценки нефтегазоносности описана в работах [14, 16, 43, 44].

В качестве примера использования данной методики рассмотрим порядок построения индивидуальных одномерных вероятностных моделей на примере Бхл/Бсб по ГХК D3–C1t. Для этого изучаются плотности распределений по значениям Бхл/Бсб в пределах территорий нефтяных месторождений – класс 1, $l_1 = 61$, и данные за пределами территорий нефтегазоносности – класс 2, $l_2 = 167$. Необходимо по Бхл/Бсб-совокупности (набору) разделить их на объекты, принадлежащие к классу 1.

Плотности распределений по Бхл/Бсб для классов 1 и 2 приведены в табл. 2.

По этим данным в каждом интервале варьирования вычисляются вероятности принадлежности к территориям нефтяных месторождений – $P(\text{Бхл/Бсб})$. Затем они сопоставляются со средними интервальными значениями Бхл/Бсб. По величинам $P(\text{Бхл/Бсб})$ и Бхл/Бсб высчитывается парный коэффициент корреляции *r* и строится уравнение регрессии. Последующая корректировка построенных моделей выполняется из условия, что среднее значение вероятностей для территорий нефтяных месторождений должно быть больше 0,5, а для территорий за пределами нефтяных месторождений меньше 0,5. Вероятностная модель по Бхл/Бсб и другим показателям приведена в табл. 3.

Из данных табл. 3 видно, что уравнения регрессии имеют как положительные, так и отрицательные виды. По показателям НО, C_{опт}, ОВ, Бхл, Бсб, Гум К они имеют разнонаправленные корреляции для изучаемых ГХК. По показателям Бпэ, Бхл/Бсб и β однонаправленные виды для всех ГХК.

Примеры графического изображения построенных моделей по Бхл/Бсб для ГХК D3–C1t, C1v, C2 приведены на рис. 1.

Отсюда видно, что зависимости $P(\text{Бхл/Бсб})$ от Бхл/Бсб для ГХК значительно отличаются. При этом необходимо отметить, что для C1v и C2 значения вероятностей имеют больший размах, чем по D3–C1t. По моделям вычислены значения по всем анализируемым данным и определены средние значения для нефтяных и «пустых» территорий, которые в первом случае больше 0,5, во втором меньше 0,5.

Построение многомерных моделей

На следующем шаге зонального прогноза по значениям индивидуальных вероятностей был вычислен комплексный критерий по следующей формуле:

$$P_{\text{комп}} = \frac{\prod_{j=1}^m P(W_1 | X_j)}{\prod_{j=1}^m P(W_1 | X_j) + \prod_{j=1}^m (1 - P(W_1 | X_j))},$$

где $P(W_1 | X_j)$ – индивидуальные вероятности принадлежности скважин к классу нефтяных зон; П – их произведение. Расчеты выполняются по каждому комплексу отдельно.

Далее величины $P_{\text{ГХК комп}}$ были отдельно использованы при построении многомерных моделей по ГХК.

Модель для верхнедевонско-турнейского ГХК имеет следующий вид:

$$P_{\text{ГХК D3-C1t комп}}^{\text{ГХК}} = -3,288 + 0,97038 P(\text{НО}) + 1,00461 P(\text{Бхл}) + 0,41960 P(C_{\text{опт}}) + 0,94026 P(\beta) + 1,00515 P(\text{Бхл/Бсб}) + 1,04776 P(\text{Бпэ}) + 1,02328 P(\text{Бсб}) + 1,16665 P(\text{ОВ}),$$

при $R = 0,999$, $p < 0,0000$, ошибка прогноза равна 0,0032.

Таблица 1

Средние значения геохимических показателей по геохимическим комплексам

Показатель	ГХК			Критерий Стьюдента $\frac{t}{p}$
	D_3-C_{11}	C_{1v}	C_2	
НО, %	$38,99 \pm 41,29$ 94	$81,34 \pm 25,44$ 73	$27,17 \pm 30,56$ 67	-7,6977 0,000000
	$38,99 \pm 41,29$ 94	$81,34 \pm 25,44$ 73	$27,17 \pm 30,56$ 67	11,42838 0,000000
	$0,39 \pm 0,72$ 116	$6,56 \pm 16,19$ 50	$0,24 \pm 0,31$ 67	1,985389 0,048821
$C_{орг}$, %	$0,39 \pm 0,72$ 116	$6,56 \pm 16,19$ 50	$0,24 \pm 0,31$ 67	-4,2490 0,000028
	$0,39 \pm 0,72$ 116	$6,56 \pm 16,19$ 50	$0,24 \pm 0,31$ 67	3,19403 0,001811
	$0,39 \pm 0,72$ 116	$6,56 \pm 16,19$ 50	$0,24 \pm 0,31$ 67	1,575542 0,116878
ОВ, %	$0,50 \pm 0,90$ 116	$8,73 \pm 21,54$ 50	$0,33 \pm 0,44$ 67	-4,1196 0,000060
	$0,50 \pm 0,90$ 116	$8,73 \pm 21,54$ 50	$0,33 \pm 0,44$ 67	3,19069 0,001830
	$0,50 \pm 0,90$ 116	$8,73 \pm 21,54$ 50	$0,33 \pm 0,44$ 67	1,380581 0,169110
Бпэ, %	$0,0017 \pm 0,0079$ 234	$0,00021 \pm 0,00045$ 123	$0,00225 \pm 0,014$ 156	2,0739 0,038807
	$0,0017 \pm 0,0079$ 234	$0,00021 \pm 0,00045$ 123	$0,00225 \pm 0,014$ 156	0,122420 0,122420
	$0,0017 \pm 0,0079$ 234	$0,00021 \pm 0,00045$ 123	$0,00225 \pm 0,014$ 156	-0,477432 0,633332
Бхл, %	$0,045 \pm 0,117$ 247	$0,030 \pm 0,046$ 126	$0,017 \pm 0,102$ 157	1,3247 0,186094
	$0,045 \pm 0,117$ 247	$0,030 \pm 0,046$ 126	$0,017 \pm 0,102$ 157	1,30703 0,192272
	$0,045 \pm 0,117$ 247	$0,030 \pm 0,046$ 126	$0,017 \pm 0,102$ 157	2,392633 0,017186
Бсб, %	$0,081 \pm 0,129$ 232	$0,065 \pm 0,084$ 125	$0,025 \pm 0,082$ 156	1,2390 0,216158
	$0,081 \pm 0,129$ 232	$0,065 \pm 0,084$ 125	$0,025 \pm 0,082$ 156	4,03537 0,000070
	$0,081 \pm 0,129$ 232	$0,065 \pm 0,084$ 125	$0,025 \pm 0,082$ 156	4,805095 0,000002
Гум К, %	$0,0014 \pm 0,0035$ 245	$0,038 \pm 0,134$ 175	$0,001 \pm 0,005$ 156	-4,3410 0,000018
	$0,0014 \pm 0,0035$ 245	$0,038 \pm 0,134$ 175	$0,001 \pm 0,005$ 156	3,45518 0,000635
	$0,0014 \pm 0,0035$ 245	$0,038 \pm 0,134$ 175	$0,001 \pm 0,005$ 156	-0,133462 0,893896
Бхл/Бсб, отн.ед.	$0,488 \pm 0,381$ 228	$0,518 \pm 0,304$ 125	$0,584 \pm 0,658$ 156	-1,7501 0,080972
	$0,488 \pm 0,381$ 228	$0,518 \pm 0,304$ 125	$0,584 \pm 0,658$ 156	-1,03703 0,300622
	$0,488 \pm 0,381$ 228	$0,518 \pm 0,304$ 125	$0,584 \pm 0,658$ 156	-2,54602 0,011288
β , %	$13,63 \pm 16,13$ 112	$3,83 \pm 9,04$ 48	$5,84 \pm 11,69$ 67	3,94801 0,000118
	$13,63 \pm 16,13$ 112	$3,83 \pm 9,04$ 48	$5,84 \pm 11,69$ 67	-0,99566 0,321543
	$13,63 \pm 16,13$ 112	$3,83 \pm 9,04$ 48	$5,84 \pm 11,69$ 67	3,448253 0,000705

Примечание: * – числитель – средние значения и стандартное отклонение, знаменатель – количество данных.

Таблица 2

Распределение значений Бхл/Бсб доманиковидных отложений D_3-C_1

Класс объекта	Интервалы варьирования Бхл/Бсб, отн. едн			
	0,0–0,50	0,5–1,0	1,0–1,5	1,5–2,0
Территории в пределах контуров месторождений, $n_1 = 61$	0,672	0,262	0,016	0,049
Территории за пределами контуров месторождений, $n_2 = 167$	0,796	0,161	0,035	0,006

Таблица 3

Индивидуальные модели прогноза зональной нефтегазоносности по ГХК D_3-C_{11} , ГХК- C_{1v} и ГХК C_2

ГХК	Уравнение вероятности принадлежности к классу территорий в пределах контуров месторождений	ГХК	Уравнение вероятности принадлежности к классу территорий в пределах контуров месторождений
D_3-C_{11}	$P(НО) = 0,558 - 0,0019 НО$	D_3-C_{11}	$P(Бсб) = 0,491 + 0,10072Бсб$
C_{1v}	$P(НО) = 0,101 + 0,00506 НО$	C_{1v}	$P(Бсб) = 0,539 - 0,5876Бсб$
C_2	$P(НО) = 0,346 + 0,00543 НО$	C_2	$P(Бсб) = 0,502 - 0,1771Бсб$
D_3-C_{11}	$P(C_{орг}) = 0,486 + 0,0364 C_{орг}$	D_3-C_{11}	$P(Гум К) = 0,501 - 0,0003Гум К$
C_{1v}	$P(C_{орг}) = 0,485 + 0,00232 C_{орг}$	C_{1v}	$P(Гум К) = 0,486 + 0,34761Гум К$
C_2	$P(C_{орг}) = 0,622 - 0,5917 C_{орг}$	C_2	$P(Гум К) = 0,502 - 2,395Гум К$
D_3-C_{11}	$P(ОВ) = 0,485 + 0,03014 ОВ$	D_3-C_{11}	$P(Бхл/Бсб) = 0,481 + 0,0475Бхл/Бсб$
C_{1v}	$P(ОВ) = 0,486 + 0,00175 ОВ$	C_{1v}	$P(Бхл/Бсб) = 0,271 + 0,46511Бхл/Бсб$
C_2	$P(ОВ) = 0,620 - 0,5117 ОВ$	C_2	$P(Бхл/Бсб) = 0,361 + 0,21008Бхл/Бсб$
D_3-C_{11}	$P(Бпэ) = 0,503 - 1,687Бпэ$	D_3-C_{11}	$P(\beta) = 0,463 + 0,00263\beta$
C_{1v}	$P(Бпэ) = 0,542 - 250,00Бпэ$	C_{1v}	$P(\beta) = 0,481 + 0,00543\beta$
C_2	$P(Бпэ) = 0,502 - 1,398Бпэ$	C_2	$P(\beta) = 0,473 + 0,00467\beta$
D_3-C_{11}	$P(Бхл) = 0,492 + 0,17574Бхл$	-	-
C_{1v}	$P(Бхл) = 0,520 - 0,6667Бхл$	-	-
C_2	$P(Бхл) = 0,504 - 0,4975Бхл$	-	-

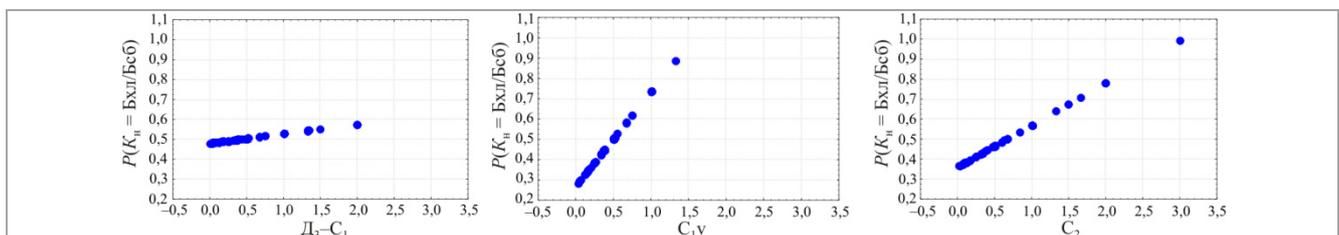


Рис. 1. Зависимости значений $P(Бхл/Бсб)$ от Бхл/Бсб по ГХК; K_n = Бхл/Бсб, отн. ед.

Таблица 4

Значения $P_{\text{комп}}^{\text{ГХ}}$ по геохимическим комплексам

№ п/п	$P_{\text{комп}}^{\text{ГХ}} \text{Д3-C1t}$		$P_{\text{комп}}^{\text{ГХ}} \text{C1v}$		$P_{\text{комп}}^{\text{ГХ}} \text{C}_2$	
	Скважина	$P_{\text{комп}}^{\text{ГХ}}$ среднее	Скважина	$P_{\text{комп}}^{\text{ГХ}}$ среднее	Скважина	$P_{\text{комп}}^{\text{ГХ}}$ среднее
1	Зоринская-208	0,519	Кизимская-Сев.Гешская	0,584	Кольцовская-1	0,454
2	Зоринская-218	0,429	Кизимская-Красновишерская	0,511	Ново-Талицкая-20	0,379
3	Зоринская-221	0,539	Кольцовская-1	0,368	Нытвенская-9	0,365
4	Зоринская-223	0,545	Нытвенская-9	0,323	Рассветовская-2	0,446
5	Зоринская-225	0,458	Рассветовская-2	0,416	Рассветовская-6	0,449
6	Зоринская-228	0,577	Рассветовская-6	0,468	Рождественская-41	0,454
7	Кизимская-1	0,655	Рождественская-41	0,433	Сухобизьярская-Яборовская	0,660
8	Кизимская-2	0,496	Сухобизьярская- Яборовская	0,578	Сухобизьярская-Иважинская	0,569
9	Кольцовская-1	0,444	Сухобизьярская-Иважинская	0,725	Сухобизьярская-150	0,501
10	Кольцовская -3	0,297	Сухобизьярская-150	0,507	-	-
11	Луховская-1	0,417	Сухобизьярская-1	0,414	-	-
12	Ново-Талицкая-20	0,520	Слуцкая-279	0,542	-	-
13	Нытвенская-9	0,447	-	-	-	-
14	Рассветовская-2	0,435	-	-	-	-
15	Рассветовская -6	0,588	-	-	-	-
16	Рождественская-41	0,466	-	-	-	-
17	Северокамская-12	0,518	-	-	-	-
18	Сухобизьярская-1	0,567	-	-	-	-
19	Сухобизьярская-2	0,531	-	-	-	-
20	Сухобизьярская-150	0,502	-	-	-	-
21	Шиховская-1	0,517	-	-	-	-
22	Слуцкая-279	0,550	-	-	-	-

Таблица 5

Последовательность включения вероятностей в построенные многомерные уравнения регрессии для вычисления значений $P_{\text{комп}}^{\text{ГХ}}$ по геохимическим комплексам

Вероятность	Последовательность включения индивидуальных вероятностей при построении многомерных моделей, коэффициенты при показателях					
	$P_{\text{комп}}^{\text{ГХ}} \text{Д3-C1t}$	Коэффициенты	$P_{\text{комп}}^{\text{ГХ}} \text{C1v}$	Коэффициенты	$P_{\text{комп}}^{\text{ГХ}} \text{C}_2$	Коэффициенты
$P(\text{НО})$	1	0,97038	2	0,86234	3	0,83277
$P(C_{\text{опт}})$	3	0,41960	4	1,75149	5	2,25739
$P(\text{ОВ})$	8	1,6665	-	-	1	-0,91542
$P(\text{Бпэ})$	6	1,04776	3	0,90777	4	0,75568
$P(\text{Бхл})$	2	1,00461	8	1,07995	8	1,50130
$P(\text{Бсб})$	7	1,02328	5	0,76367	-	-
$P(\text{Гум К})$	-	-	7	0,71421	6	1,05721
$P(\text{Бхл/Бсб})$	5	1,00515	1	0,94381	2	0,93010
$P(\beta)$	4	0,94026	6	0,72506	7	0,25492

Таблица 6

Корреляционная матрица

Параметр	$\text{Д}_3\text{-C}_{1t}$	C_{1v}	C_2
$\text{Д}_3\text{-C}_{1t}$	1,00	-0,91*	-0,77
C_{1v}		1,00	0,96*
C_2			1,00

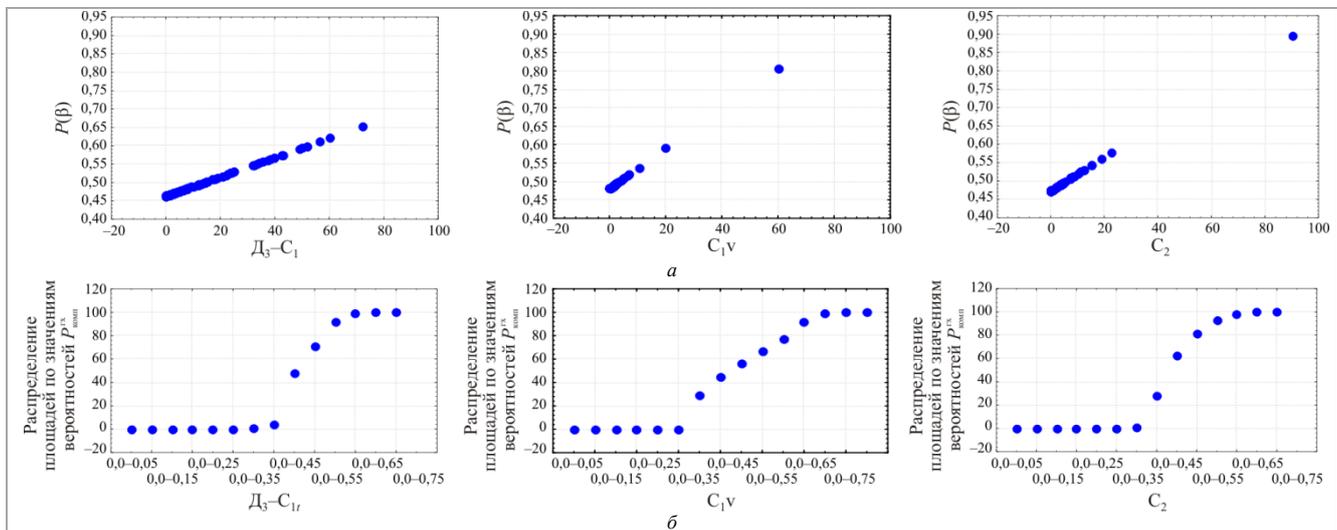


Рис. 2. Зависимости изменения значений: а – $P(\beta)$ от β по ГХК; б – площадей по $P_{\text{комп}}^{\text{ГХ}}$ по ГХК; интервал варьирования $P_{\text{комп}}^{\text{ГХ}}$

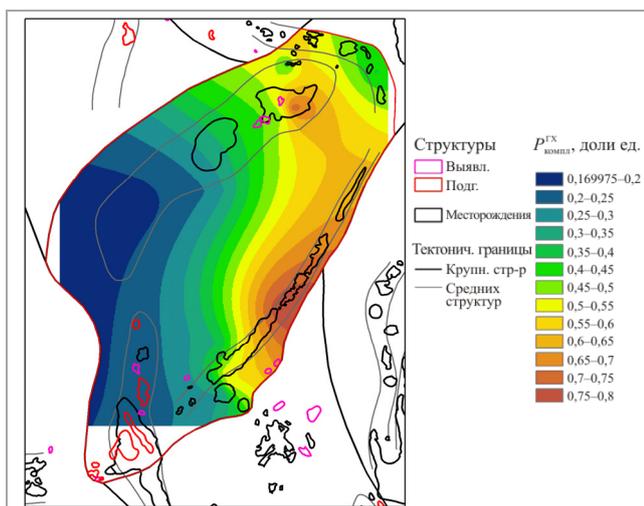


Рис. 3. Схема распределения $P_{\text{комп}}^{\text{ГХ}}$ среднее для территории Пермского свода

По данной модели вычислены значения $P_{\text{комп}}^{\text{ГХК-ДЗ-С1t}}$ по всем геохимическим пробам, отобранным из данных отложений. Название площадей, номера скважин и значения $P_{\text{комп}}^{\text{ГХ}}$ приведены в табл. 4.

По средним значениям $P_{\text{комп}}^{\text{ГХК-ДЗ-С1t}}$, $P_{\text{комп}}^{\text{ГХК-С1v}}$, $P_{\text{комп}}^{\text{ГХК-С2}}$ в скважинах были построены схемы распределения вероятностей зональной нефтегазоносности для территории Пермского свода. Данные схемы были использованы в дальнейших оценках зональной нефтегазоносности территории Пермского свода.

Для понимания процесса формирования величин $P_{\text{комп}}^{\text{ГХ}}$ от значений индивидуальных вероятностей $R(\text{НО})$, $R(\text{С}_{\text{орг}})$, $R(\text{ОВ})$, $R(\text{Бпэ})$, $R(\text{Бхл})$, $R(\text{Бсб})$, проанализирована последовательность формирования уравнений регрессии по ГХК (табл. 5).

Отсюда видно, что последовательность использования индивидуальных вероятностей при построении многомерных моделей для вычисления значений $P_{\text{комп}}^{\text{ГХ}}$ значительно отличается для трех изучаемых вариантов. Отметим, что формирование моделей принципиально отличается для пород которые считаются основной нефтематеринской толщей – $\text{D}_3\text{-C}_{1\text{t}}$ и вышележащими $\text{C}_{1\text{v}}$ и C_2 . Это хорошо видно по значениям $R(\text{Бхл})$, которое используется при построении модели $P_{\text{комп}}^{\text{ГХК-ДЗ-С1t}}$ на втором шаге построения модели, тогда как по $P_{\text{комп}}^{\text{ГХК-С1v}}$, $P_{\text{комп}}^{\text{ГХК-С2}}$ – на последних шагах построения моделей.

Коэффициенты корреляции между данными в многомерных уравнениях регрессии приведены в табл. 6.

Отсюда видно, что между коэффициентами при геохимических показателях в многомерных уравнениях регрессии для прогноза $P_{\text{комп}}^{\text{ГХ}}$ по $\text{D}_3\text{-C}_{1\text{t}}$ и $\text{C}_{1\text{v}}$ наблюдается статистически значимая обратная корреляционная связь, между $\text{D}_3\text{-C}_{1\text{t}}$ и C_2 – связь также отрицательная, но более слабая. Корреляция между $\text{C}_{1\text{v}}$ и C_2 прямая статистически значимая. Это свидетельствует о том, что формирование нефтегазоносности за счет потенциала РОВ этих отложений происходило по разным механизмам его преобразования и дальнейшей миграции, что и подтверждается видом схем изменения значений $P_{\text{комп}}^{\text{ГХ}}$ по $\text{D}_3\text{-C}_{1\text{v}}$, $\text{C}_{1\text{v}}$ и C_2 . Это

Библиографический список

1. Вистелиус А.В. Основы математической геологии. – Л.: Недра, 1980. – 389 с.
2. Дементьев Л.Ф. Математические методы и ЭВМ в нефтегазовой геологии. – М.:Недра,1987. – 264 с.
3. Давыденко А.Ю. Вероятностно-статистические методы в геолого-геофизических приложениях. – Иркутск, 2007. – 29 с.
4. Михалевич И.М. Применение математических методов при анализе геологической информации (с использованием компьютерных технологий). – Иркутск, 2006. – 115 с.
5. Девис Дж. Статистика и анализ геологических данных. – М.: Мир, 1977. – 353 с.
6. Девис Дж.С. Статистический анализ данных в геологии. – М.: Недра, 1990. – Кн. 1. – 319 с.
7. Девис Дж.С. Статистический анализ данных в геологии. – М.: Недра, 1990. – Кн. 2. – 426 с.
8. Дементьев Л.Ф., Жданов М.А., Кирсанов А.Н. Применение математической статистики в нефтепромышленной геологии. – М., 1977. – 255 с.
9. Дрейпер Н., Смит Г. Прикладной регрессионный анализ. – М.: Изд. дом «Вильямс», 2007.

достаточно наглядно подтверждается по такому важному критерию формирования нефтегазоносности, как β , который характеризует степень подвижности углеводородов. Зависимости значений $R(\beta)$ от β по изучаемым отложениям приведены на рис. 2, а.

Отсюда видно, что зависимости $R(\beta)$ от β для изучаемых толщ существенно отличаются. Для верхнедевонско-турнейской толщи значения $R(\beta)$ располагаются в достаточно узком диапазоне значений – от 0,463 до 0,653, что свидетельствует о значительной сингенетичности данного РОВ, вмещающим нефтематеринским породам. В визейской терригенной и верхневизейско-башкирских отложениях значения $R(\beta)$ соответственно изменяются от 0,481 до 0,807 в первом случае и от 0,473 до 0,894 – во втором. Кроме этого принципиальные различия наблюдаются по показателю Бхл/Бсб. Для верхнедевонско-турнейской толщи данный показатель был включен на 5-е место формирования многомерной модели, тогда как для визейских терригенных и верхневизейско-башкирских отложений он был использован на 1-м и 2-м местах.

По схемам изменения значений $P_{\text{комп}}^{\text{ГХК-ДЗ-С1t}}$, $P_{\text{комп}}^{\text{ГХК-С1v}}$, $P_{\text{комп}}^{\text{ГХК-С2}}$ построены распределения площадей, приходящихся на определенные диапазоны вероятностей, которые приведены на рис. 2, б.

Отсюда видно, что до значений по $P_{\text{комп}}^{\text{ГХК-ДЗ-С1t}}$, $P_{\text{комп}}^{\text{ГХК-С1v}}$, $P_{\text{комп}}^{\text{ГХК-С2}}$ меньше 0,3 площади, занимаемые этими вероятностями, крайне незначительны и по размеру достаточно близки. В диапазоне до 0,4 площади по $P_{\text{комп}}^{\text{ГХК-ДЗ-С1t}}$ остаются незначительными, тогда как по $P_{\text{комп}}^{\text{ГХК-С1v}}$ и особенно по $P_{\text{комп}}^{\text{ГХК-С2}}$ характеризуются уже большими значениями (44,459 % – $\text{C}_{1\text{v}}$, 28,006 % – C_2).

Заключение

Все вышеизложенное показывает, что зональная нефтегазоносность территории Пермского свода сформировалась за счет совместного потенциала РОВ верхнедевонско-турнейских карбонатных, нижневизейских терригенных и верхневизейско-башкирских карбонатных отложений. Это позволяет считать, что по разработанным вероятностным геохимическим критериям можно оценивать зональную нефтегазоносность всего разреза территории Пермского свода. Для оценки количественного вклада значений $P_{\text{комп}}^{\text{ГХК-ДЗ-С1t}}$, $P_{\text{комп}}^{\text{ГХК-С1v}}$, $P_{\text{комп}}^{\text{ГХК-С2}}$ в комплексную характеристику $P_{\text{комп}}^{\text{ГХ}}$, определенную, как и ранее, по формуле комплексного критерия, использован пошаговый многомерный регрессионный анализ.

Многомерное уравнение регрессии зависимости $P_{\text{комп}}^{\text{ГХ}}$ от $P_{\text{комп}}^{\text{ГХК-ДЗ-С1t}}$, $P_{\text{комп}}^{\text{ГХК-С1v}}$, $P_{\text{комп}}^{\text{ГХК-С2}}$ имеет следующий вид:

$$P_{\text{комп}}^{\text{ГХ}^M} = -0,467 + 3,72126 P_{\text{комп}}^{\text{ГХК-С2}} + 0,64282 P_{\text{комп}}^{\text{ГХК-С1v}} - 2,72126 P_{\text{комп}}^{\text{ГХК-ДЗ-С1t}};$$

при $R = 0,840$, $p < 0,45577$ ошибка прогноза равна 0,053.

Все это показывает, что все значения $P_{\text{комп}}^{\text{ГХК-ДЗ-С1t}}$, $P_{\text{комп}}^{\text{ГХК-С1v}}$, $P_{\text{комп}}^{\text{ГХК-С2}}$ комплексно участвовали в формировании значений $P_{\text{комп}}^{\text{ГХ}^M}$. По значениям $P_{\text{комп}}^{\text{ГХ}^M}$ построена схема распределения значений для территории Пермского свода (рис. 3).

10. Поморский Ю.Л. Методы статистического анализа экспериментальных данных: монография. – Л., 1960. – 174 с.
11. Кривошеков С.Н., Галкин В.И. Построение матрицы элементарных ячеек при прогнозе нефтегазосности вероятностно-статистическими методами на территории Пермского края // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 2008. – № 8. – С. 20–23.
12. Галкин В.И., Соснин Н.Е. Разработка геолого-математических моделей для прогноза нефтегазосности сложнопостроенных структур в девонских терригенных отложениях // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 4. – С. 28–31.
13. Кривошеков С.Н., Галкин В.И., Волкова А.С. Разработка вероятностно-статистической методики прогноза нефтегазосности структур // Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 2010. – № 7. – С. 28–31.
14. О возможности прогнозирования нефтегазосности фамениских отложений с помощью построения вероятностно-статистических моделей / В.И. Галкин, И.А. Козлова, С.Н. Кривошеков, Е.В. Пятунина, С.Н. Пестова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 2007. – № 10. – С. 22–27.
15. Галкин В.И., Резвухина Д.В. Разработка статистических моделей для прогноза поглощений по характеристикам разрывных нарушений // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Недропользование. – 2021. – Т. 21, № 3. – С. 103–108. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.3.1
16. Кошкин К.А., Татаринов И.А. Разработка вероятностных моделей зонального прогноза нефтегазосности центральной части Пермского свода по структурно-мощностным критериям // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Недропользование. – 2021. – Т. 21, № 1. – С. 2–8. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.1.1
17. Путилов И.С. Разработка технологий комплексного изучения геологического строения и размещения месторождений нефти и газа. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2014. – 285 с.
18. Галкин В.И., Соловьев С.И. Районирование территории Пермского края по степени перспективности приобретения нефтяных участков недр // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 16. – С. 14–24. DOI: 10.15593/224-9923/2015.16.2
19. Иванов С.А., Растегаев А.В., Галкин В.И. Анализ результатов применения ГРП (на примере Повховского месторождения нефти) // Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 2010. – № 7. – С. 54–58.
20. Houze O., Viturat D., Fjaere O.S. Dynamic data analysis. – Paris: Kappa Engineering, 2008. – 694 p.
21. Van Golf-Racht T.D. Fundamentals of fractured reservoir engineering / Elsevier scientific publishing company. – Amsterdam – Oxford – New York, 1982. – 709 p.
22. Horne R.N. Modern well test analysis: A computer Aided Approach. – 2nd ed. – Palo Alto: PetrowayInc, 2006. – 257 p.
23. Johnson N.L., Leone F.C. Statistics and experimental design. – New York – London – Sydney – Toronto, 1977. – 606 p.
24. Montgomery D.C., Peck E.A., Introduction to liner regression analysis. – New York: John Wiley & Sons, 1982. – 504 p.
25. Amanat U. Chaudry. Oil well testing handbook // Advanced TWPSON Petroleum Systems Inc. – Houston, 2004. – 525 p.
26. Darling T. Well Logging and Formation Evaluation. – GardnersBooks, 2010. – 336 p.
27. Watson G.S. Statistic on spheres. – New York: John Wiley and Sons, Inc., 1983. – 238 p.
28. Yarus J.M. Stochastic modeling and geostatistics // AAPG. – Tulsa, Oklahoma, 1994. – 231 p.
29. Scattering and intrinsic attenuation as a potential tool for studying of a fractured reservoir / F. Bouchaala, M.Y. Ali, J. Matsushima [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Vol. 174. – P. 533–543. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.11.058
30. Friedman J. Regularized discriminant analysis // Journal of the American Statistical Association. – 1989. – Vol. 84. – P. 165–175. DOI: 10.2307/2289860
31. Koshkin K.A., Melkisev O.A. Use of derivatives to assess preservation of hydrocarbon deposits // IOP Conf. Series: Journal of Physics: Conference Series. – 2018. – Vol. 1015. – P. 032092. DOI: 10.1088/1742-6596/1015/3/032092
32. Zhuoheng Ch., Osadetz K.G. Geological risk mapping and prospect evaluation using multivariate and Bayesian statistical methods, western Sverdrup Basin of Canada // AAPG Bulletin. – 2006. – Vol. 90, № 6. – P. 859–872. DOI: 10.1306/01160605050
33. Global resource estimates from total petroleum systems / T.S. Ahlbrandt, R.R. Charpentier, T.R. Klett, J.W. Schmoker, C.J. Schenk, G.F. Ulmishak // AAPG Memoir. – 2005. – № 86. – P. 1–334. DOI: 10.1306/M861061
34. Introduction to data mining / Pang-Ning Tan, Michael Steinbach, Vipin Kumar. – Boston: Pearson Addison Wesley, 2005. – 769 p.
35. Warren J.E., Root P.J. The behavior of naturally fractured reservoirs // Soc. Petrol. Eng. J. – 1963. – Vol. 3, iss. 3. – P. 245–255. DOI: 10.2118/426-PA
36. Tiab D. Modern core analysis. Vol. 1. Theory, core laboratories. – Houston, Texas, 1993. – 200 p.
37. Козлова И.А., Галкин В.И., Ванцева И.В. К оценке перспектив нефтегазосности Соликамской депрессии с помощью геолого-геохимических характеристик нефтегазоматеринских пород // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 7. – С. 20–23.
38. Кривошеков С.Н., Козлова И.А., Санников И.В. Оценка перспектив нефтегазосности западной части Соликамской депрессии на основе геохимических и геоинформационных данных // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 6. – С. 12–15.
39. Геохимические показатели РОВ пород как критерии оценки перспектив нефтегазосности / В.И. Галкин, И.А. Козлова, О.А. Мелкишев, М.А. Шадрин // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 9. – С. 28–31.
40. Галкин В.И., Козлова И.А. Разработка вероятностно-статистических регионально-зональных моделей прогноза нефтегазосности по данным геохимических исследований верхнедевонских карбонатных отложений // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 6. – С. 40–45.
41. Оценка перспектив нефтегазосности юга Пермского края по органо-геохимическим данным / В.И. Галкин, И.А. Козлова, С.Н. Кривошеков, М.А. Носов, Н.С. Колтырина // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 7. – С. 32–35.
42. Решение региональных задач прогнозирования нефтеосности по данным геолого-геохимического анализа рассеянного органического вещества пород доломитового типа / В.И. Галкин, И.А. Козлова, С.Н. Кривошеков, М.А. Носов // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 1. – С. 21–23.
43. К обоснованию построения моделей зонального прогноза нефтегазосности для нижне-средневизейского комплекса Пермского края / В.И. Галкин, И.А. Козлова, С.Н. Кривошеков, О.А. Мелкишев // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 8. – С. 32–35.
44. Галкин В.И., Жук Ю.А., Шишкин М.А. Применение вероятностных моделей для локального прогноза нефтегазосности. – Екатеринбург: Уро РАН, 1990. – 108 с.
45. Галкин В.И., Кривошеков С.Н. Обоснование направлений поисков месторождений нефти и газа в Пермском крае // Научные исследования и инновации. – Пермь, 2009. – Т. 3, № 4. – С. 3–7.
46. К методике оценки перспектив нефтегазосности Соликамской депрессии по характеристикам локальных структур / В.И. Галкин, И.А. Козлова, А.В. Растегаев, И.В. Ванцева, С.Н. Кривошеков, В.Л. Воеводкин // Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 2010. – № 7. – С. 12–17.
47. Прогнозная оценка нефтегазосности структур на территории Соликамской депрессии / В.И. Галкин, А.В. Растегаев, И.А. Козлова, И.В. Ванцева, С.Н. Кривошеков, В.Л. Воеводкин // Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 2010. – № 7. – С. 4–7.

References

1. Vistelius A.V. Osnovy matematicheskoi geologii [Fundamentals of mathematical geology]. Leningrad: Nedra, 1980, 389 p.
2. Dement'ev L.F. Matematicheskie metody i EVM v neftegazovoi geologii [Mathematical methods and computers in oil and gas geology]. Moscow: Nedra, 1987, 264 p.
3. Davydenko A.Iu. Veroiatnostno-statisticheskie metody v geologo-geofizicheskikh prilozheniiakh [Probabilistic-statistical methods in geological and geophysical applications]. Irkutsk, 2007, 29 p.
4. Mikhalevich I.M. Primenenie matematicheskikh metodov pri analize geologicheskoi informatsii (s ispol'zovaniem komp'iuternykh tekhnologii) [Application of mathematical methods in the analysis of geological information (using computer technology)]. Irkutsk, 2006, 115 p.
5. Devis Dzh. Statistika i analiz geologicheskikh dannykh [Statistics and analysis of geological data]. Moscow: Mir, 1977, 353 p.
6. Devis Dzh.S. Statisticheskii analiz dannykh v geologii [Statistical data analysis in geology]. Moscow: Nedra, 1990, book 1, 319 p.
7. Devis Dzh.S. Statisticheskii analiz dannykh v geologii [Statistical data analysis in geology]. Moscow: Nedra, 1990, book 2, 426 p.
8. Dement'ev L.F., Zhdanov M.A., Kirsanov A.N. Primenenie matematicheskoi statistiki v neftepromyslovoy geologii [Application of mathematical statistics in oilfield geology]. Moscow, 1977, 255 p.
9. Dreiper N., Smit G. Prikladnoi regressingnnyi analiz [Applied Regression Analysis]. Moscow: Vil'iams, 2007.
10. Pomorskiy Iu.L. Metody statisticheskogo analiza eksperimental'nykh dannykh [Methods of statistical analysis of experimental data]. Leningrad, 1960, 174 p.
11. Krivoshchekov S.N., Galkin V.I. Postroenie matritsy elementarnykh iacheek pri prognoze neftegazonosnosti veroiatnostno-statisticheskimi metodami na territorii Perm'skogo kraia [Construction of a matrix of elementary cells in the forecast of oil and gas content by probabilistic-statistical methods in the territory of the Perm Territory]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nef'tnykh i gazovykh mestorozhdenii*. Moscow: VNIIOENG, 2008, no. 8, pp. 20–23.
12. Galkin V.I., Sosnin N.E. Razrabotka geologo-matematicheskikh modelei dlia prognoza neftegazonosnosti slozhnopostroyenykh struktur v devon'skikh terrigenykh otlozheniakh [Geological development of mathematical models for the prediction of oil and gas complex-built structures in the Devonian clastic sediments]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 4, pp. 28–31.
13. Krivoshchekov S.N., Galkin V.I., Volkova A.S. Razrabotka veroiatnostno-statisticheskoi metodiki prognoza neftegazonosnosti struktur [Development of a probabilistic-statistical methodology for predicting the oil and gas potential of structures]. *Neftpromyslovoe delo*. Moscow: VNIIOENG, 2010, no. 7, pp. 28–31.
14. Galkin V.I., Kozlova I.A., Krivoshchekov S.N., Piatunina E.V., Pestova S.N. O vozmozhnosti prognozirovaniia neftegazonosnosti fameni'skikh otlozhenii s pomoshch'iu postroyeniia veroiatnostno-statisticheskikh modelei [On the possibility of predicting the oil and gas content of Famennian deposits using the construction of probabilistic-statistical models]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nef'tnykh i gazovykh mestorozhdenii*. Moscow: VNIIOENG, 2007, no. 10, pp. 22–27.
15. Galkin V.I., Rezvukhina D.V. Razrabotka statisticheskikh modelei dlia prognoza pogloshchenii po kharakteristikam razryvnykh narushenii [Development of Statistical Models for Predicting Losses based on the Characteristics of Discontinuities]. *Vestnik Perm'skogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Nedropol'zovanie*, 2021, vol. 21, no. 3, pp. 103–108. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.3.1
16. Koshkin K.A., Tatarinov I.A. Razrabotka veroiatnostnykh modelei zonal'nogo prognoza neftegazonosnosti tsentral'noi chasti Perm'skogo svoda po strukturno-moshchnostnym kriteriiam [Development of Zone Forecast probability Models for Oil and Gas Potential in the Central Part of the Permian Uplift by Structural and Capacity Criteria]. *Vestnik Perm'skogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Nedropol'zovanie*, 2021, vol. 21, no. 1, pp. 2–8. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.1.1
17. Putilov I.S. Razrabotka tekhnologii kompleksnogo izucheniia geologicheskogo stroeniia i razmeshcheniia mestorozhdenii nef'ti i gaza [Development of technologies for a comprehensive study of the geological structure and location of oil and gas fields]. Perm: Perm'skii natsional'nyi issledovatel'skii politekhnicheskii universitet, 2014, 285 p.
18. Galkin V.I., Solov'ev S.I. Raionirovaniie territorii Perm'skogo kraia po stepeni perspektivnosti priboreniia nef'tnykh uchastkov neдр [Classification of Perm kraj areas according to prospectivity for oil fields acquisition]. *Vestnik Perm'skogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo*, 2015, no. 16, pp. 14–24. DOI: 10.15593/224-9923/2015.16.2
19. Ivanov S.A., Rastegaev A.V., Galkin V.I. Analiz rezul'tatov primeneniia GRP (na primere Povkhovskogo mestorozhdeniia nef'ti) [Analysis of the results of hydraulic fracturing (on the example of the Povkhovskoye oil field)]. *Neftpromyslovoe delo*. Moscow: VNIIOENG, 2010, no. 7, pp. 54–58.
20. Houze O., Viturat D., Fjaere O.S. Dynamic data analysis. Paris: Kappa Engineering, 2008, 694 p.

21. Van Golf-Racht T.D. Fundamentals of fractured reservoir engineering. Elsevier scientific publishing company. Amsterdam - Oxford - New York, 1982, 709 p.
22. Horne R.N. Modern well test analysis: A computer Aided Approach. 2nd ed. Palo Alto: PetrowayInc, 2006, 257 p.
23. Johnson N.L., Leone F.C. Statistics and experimental design. New York - London - Sydney - Toronto, 1977, 606 p.
24. Montgomery D.C., Peck E.A., Introduction to liner regression analysis. New York: John Wiley & Sons, 1982, 504 p.
25. Amanat U.Chaudry.Oil well testinghanbook/Advanced TWPSOON Petroleum Systems Inc. – Houston, 2004. – 525 p.
26. Darling T. Well Logging and Formation Evaluation. GardnersBooks, 2010, 336 p.
27. Watson G.S. Statistic on spheres. New York: John Wiley and Sons, Inc., 1983, 238 p.
28. Yarus J.M. Stochastic modeling and geostatistics. AAPG. Tulsa, Oklahoma, 1994, 231 p.
29. Bouchaala F., Ali M.Y., Matsushima J. et al. Scattering and intrinsic attenuation as a potential tool for studying of a fractured reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 174, pp. 533-543. DOI:10.1016/j.petrol.2018.11.058
30. Friedman J. Regularized discriminant analysis. *Journal of the American Statistical Association*, 1989, vol. 84, pp. 165-175. DOI: 10.2307/2289860
31. Koshkin K.A., Melkisev O.A. Use of derivatives to assess preservation of hydrocarbon deposits. *IOP Conf. Series: Journal of Physics: Conference Series*, 2018, vol. 1015, 032092 p. DOI:10.1088/1742-6596/1015/3/032092
32. Zhuoheng Ch., Osadetz K.G. Geological risk mapping and prospect evaluation using multivariate and Bayesian statistical methods, western Sverdrup Basin of Canada. *AAPG Bulletin*, 2006, vol. 90, no. 6, pp. 859-872. DOI: 10.1306/01160605050
33. Ahlbrandt T.S., Charpentier R.R., Klett T.R., Schmoker J.W., Schenk C.J., Ulmishek G.F. Global resource estimates from total petroleum systems. *AAPG Memoir*, 2005, no. 86, pp. 1-334. DOI: 10.1306/M861061
34. Pang-Ning Tan, Michael Steinbach, Vipin Kumar. Introduction to data mining. Boston: Pearson Addison Wesley, 2005, 769 p.
35. Warren J.E., Root P.J. The behavior of naturally fractured reservoirs. *Soc. Petrol. Eng. J.*, 1963, vol. 3, iss. 3, pp. 245-255. DOI: 10.2118/426-PA
36. Tiab D. Modern core analysis. Vol. 1. Theory, core laboratories. Houston, Texas, 1993, 200 p.
37. Kozlova I.A., Galkin V.I., Vantseva I.V. K otsenke perspektiv neftegazonosnosti Solikamskoi depressii s pomoshch'iu geologo-geokhimicheskikh kharakteristik neftegazomaterinskikh porod [To assess the prospects of oil and gas potential of the Solikamsk depression using the geological and geochemical characteristics of oil and gas source rocks]. *Neftpromyslovoe delo*, 2010, no. 7, pp. 20-23.
38. Krivoshchekov S.N., Kozlova I.A., Sannikov I.V. Otsenka perspektiv neftegazonosnosti zapadnoi chasti Solikamskoi depressii na osnove geokhimicheskikh i geodinamicheskikh dannykh [Estimate of the petroleum potential of the western Solikamsk depression based on geochemical and geodynamic data]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no. 6, pp. 12-15.
39. Galkin V.I., Kozlova I.A., Melkisev O.A., Shadrina M.A. Geokhimicheskie pokazateli ROV porod kak kriterii otsenki perspektiv neftegazonosnosti [Geochemical indicators of dispersed organic matter (DOM) of rocks as criteria of hydrocarbon potential evaluation]. *Neftpromyslovoe delo*, 2013, no. 9, pp. 28-31.
40. Galkin V.I., Kozlova I.A. Razrabotka veroiatnostno-statisticheskikh regional'no-zonal'nykh modelei prognoza neftegazonosnosti po dannykh geokhimicheskikh issledovaniy verkhnedevonskikh karbonatnykh otlozhenii [Development of probabilistic-statistical regional-zoning models of oil and gas potential prediction based on the data of geochemical studies of the Upper Devonian carbonate deposits]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nef'tianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2016, no. 6, pp. 40-45.
41. Galkin V.I., Kozlova I.A., Krivoshchekov S.N., Nosov M.A., Kolyrina N.S. Otsenka perspektiv neftegazonosnosti iuga Permskogo kraia po organo-geokhimicheskim dannykh [Estimation of petroleum potential prospects in the south of Perm territory on the basis of organic-geochemical data]. *Neftpromyslovoe delo*, 2015, no. 7, pp. 32-35.
42. Galkin V.I., Kozlova I.A., Krivoshchekov S.N., Nosov M.A. Reshenie regional'nykh zadach prognozirovaniia neftenosnosti po dannykh geologo-geokhimicheskogo analiza rasseiannogo organicheskogo veshchestva porod domanikovogo tipa [Solutions to regional problems of forecasting oil bearing according to geological and geochemical analysis of dispersed organic matter of Domanic type rocks]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2015, no. 1, pp. 21-23.
43. Galkin V.I., Kozlova I.A., Krivoshchekov S.N., Melkisev O.A. K obosnovaniyu postroeniia modelei zonal'nogo prognoza neftegazonosnosti dlia nizhne-srednevizeiskogo kompleksa Permskogo kraia [On the justification of the construction of models for oil and gas potential area forecast Visean deposits of Perm region]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2015, no. 8, pp. 32-35.
44. Galkin V.I., Zhukov Iu.A., Shishkin M.A. Primenenie veroiatnostnykh modelei dlia lokal'nogo prognoza neftegazonosnosti [Application of probabilistic models for local forecast of oil and gas content]. Ekaterinburg: Ural'skoe otdelenie Rossiiskoi akademii nauk, 1990, 108 p.
45. Galkin V.I., Krivoshchekov S.N. Obosnovanie napravlenii poiskov mestorozhdenii nef'ti i gaza v Permskom krae [Substantiation of the directions of prospecting for oil and gas fields in the Perm region]. *Nauchnye issledovaniia i innovatsii*, 2009, vol. 3, no. 4, pp. 3-7.
46. Galkin V.I., Kozlova I.A., Rastegaev A.V., Vantseva I.V., Krivoshchekov S.N., Voevodkin V.L. K metodike otsenki perspektiv neftegazonosnosti Solikamskoi depressii po kharakteristikam lokal'nykh struktur [On the methodology for assessing the prospects for oil and gas potential of the Solikamsk depression according to the characteristics of local structures]. *Neftpromyslovoe delo*. Moscow: VNIIOENG, 2010, no. 7, pp. 12-17.
47. Galkin V.I., Rastegaev A.V., Kozlova I.A., Vantseva I.V., Krivoshchekov S.N., Voevodkin V.L. Prognoznaia otsenka neftegazonosnosti struktur na territorii Solikamskoi depressii [Predictive assessment of oil and gas potential of structures on the territory of the Solikamsk depression]. *Neftpromyslovoe delo*. Moscow: VNIIOENG, 2010, no. 7, pp. 4-7.

Финансирование. Исследование не имело спонсорской поддержки.
Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.