

УДК 622 + 553.98

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2024

**Применение характеристик рассеянного органического вещества пород для зонального прогноза нефтегазоносности северной части Башкирского свода****П.О. Чалова**Пермский национальный исследовательский политехнический университет  
(Российская Федерация, 614990, г. Пермь, Комсомольский проспект, 29)**Application of Dispersed Organic Matter Characteristics of Rocks for Zonal Prediction of Oil and Gas Potential on the Northern Part of the Baskir Arch****Polina O. Chalova**

Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)

**Получена / Received: 01.03.2024. Принята / Accepted: 26.07.2024. Опубликовано / Published: 30.08.2024****Ключевые слова:**

Башкирский свод, рассеянное органическое вещество, статистическая оценка, битумоидный коэффициент, эпигенетические битумоиды, комплексный геохимический критерий, нефтегазоносность.

На примере северной части Башкирского свода выполнен зональный прогноз нефтегазоносности по характеристикам рассеянного органического вещества (РОВ). Для этого на первом этапе исследования осуществлена типизация РОВ по типам: сингенетичное и эпигенетичное с помощью различных статистических методов. Все это позволило построить индивидуальные и комплексную вероятностные модели прогноза эпигенетичного (наиболее миграционно способного) рассеянного органического вещества. Установлено, что высокие значения комплексной вероятности коррелируют с открытыми месторождениями углеводородов. Это подтверждает миграционную способность битумоидов с последующим образованием промышленных залежей углеводородов. Вероятностные показатели РОВ, определяющие комплексную вероятность эпигенетического РОВ, надежно контролируют нефтегазоносность отложений. Максимальное влияние на величину комплексной вероятности и на дифференциацию РОВ оказывают величины битумоидного коэффициента и нерастворимого остатка. Нерастворимый остаток обладает большой удерживающей способностью и практически полностью контролирует процесс дифференциации РОВ до величины комплексной вероятности, равной 0,55–0,6 доли ед., далее, по мере увеличения комплексной вероятности, влияние нерастворимого остатка ослабевает. Битумоидный коэффициент при этом оказывает влияние на дифференциацию РОВ во всем диапазоне изменения комплексной вероятности.

**Keywords:**

Bashkir arch, dispersed organic matter, statistical evaluation, bitumen coefficient, epigenetic bitumoids, complex geochemical criterion, oil and gas potential.

The article is based on the example of the northern part of the Bashkir arch to make a zonal prediction of oil and gas potential based on the characteristics of dispersed organic matter (DOM). For this purpose, at the first stage of the study, the DOM was classified into types: syngenetic and epigenetic using various statistical methods. All this made it possible to construct individual and complex probability models for predicting epigenetic (the most migratory) dispersed organic matter. It was found that high values of complex probability correlate with discovered hydrocarbon deposits. This confirms the migration ability of bitumoids with the subsequent formation of commercial hydrocarbon deposits. Probabilistic DOM indicators that determine the complex probability of epigenetic DOM reliably control the oil and gas potential of sediments. The values of bitumen coefficient and insoluble residue have the maximum influence on the value of complex probability and on the differentiation of DOM. The insoluble residue has a high holding capacity and almost completely controls the process of differentiation of the organic matter up to the value of the complex probability equal to 0.55-0.6, then, as the complex probability increases, the influence of the insoluble residue weakens. The bitumen coefficient, in this case, affects the DOM differentiation in the whole range of complex probability change.

© **Чалова Полина Олеговна** – ассистент кафедры «Геология нефти и газа» (тел.: +007 (922) 305 75 15, e-mail: [chalovapolina@yandex.ru](mailto:chalovapolina@yandex.ru)).© **Polina O. Chalova** (Author ID in Scopus: 57223986143, ORCID: 0000-0002-4862-0116) – Assistant at the Department of Oil and Gas Geology (tel.: +007 (922) 305 75 15, e-mail: [chalovapolina@yandex.ru](mailto:chalovapolina@yandex.ru)).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Чалова, П.О. Применение характеристик рассеянного органического вещества пород для зонального прогноза нефтегазоносности северной части Башкирского свода / П.О. Чалова // Недропользование. – 2024. – Т.24, №3. – С.112–119. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.3.2

Please cite this article in English as:

Chalova P.O. Application of dispersed organic matter characteristics of rocks for zonal prediction of oil and gas potential on the northern part of the Baskir arch. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2024, vol.24, no.3, pp.112-119. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.3.2

## Введение

Органическое вещество, рассеянное в осадочных породах, дает ценную информацию о нефтегазоносности осадочной толщи. Анализ компонентного состава рассеянного органического вещества (РОВ) позволяет определить природу, условия накопления и зрелость РОВ, а также оценить генерационный потенциал отложений и использовать его для прогноза нефтегазоносности территории [1–4]. Изучению элементного состава РОВ в процессе катагенеза посвящено много научных исследований, из которых наиболее значимыми являются работы В.А. Успенского, Н.Б. Вассоевича, С.Г. Неручева, О.А. Радченко, А.Э. Конторовича, Г.А. Калмыкова и других [5–9]. На сегодняшний день существует множество методов изучения состава рассеянного органического вещества [10, 11], к наиболее часто применяемым относятся: химико-битуминологический анализ, пиролиз методом Rock-Eval, газожидкостная хроматография и др.

Характеристики РОВ относятся к прямым показателям нефтегазоносности [12–14]. Основой битуминологического анализа является последовательная экстракция битумоидов с применением органических растворителей (хлороформ, бензол, петролейный эфир и др.) и щелочи для последующего выделения гуминовых кислот, входящих в состав остаточного органического вещества. Далее экстракция сопровождается элементарным анализом, анализом группового углеводородного состава, а также углететрографическим исследованием нерастворимого осадка [15–18].

Метод пиролиза керна в инертной атмосфере с помощью прибора Rock-Eval на сегодняшний день является неотъемлемой частью при прогнозе нефтегазоносности территорий по всему миру, он разработан в целях детального анализа нефтематеринских пород [19]. Результаты анализа Rock-Eval применимы как для новых перспективных нефтегазоносных районов, так и для высоко изученных в целях доразведки [20]. К преимуществам метода Rock-Eval относится сравнительно небольшое время проведения анализа, минимальная пробоподготовка, малый вес образцов породы [21–24]. В этом методе используется программируемый по температуре нагрев небольшого количества породы (70 мг) или угля (30–50 мг) в инертной атмосфере (гелий или азот) для определения количества свободных углеводородов, присутствующих в образце, характеризующих долю исходного генетического материала, который трансформирован в углеводороды ( $S_1$ ), и тех, которые могут потенциально высвободиться после созревания, характеризующих остаточный нефтематеринский потенциал ( $S_2$ ). По результатам определения  $S_1$  и  $S_2$  рассчитываются стандартизованное значение  $T_{\max}$  и индекс продуктивности  $PI$  (отношение  $S_1/(S_1 + S_2)$ ). Данные критерии используются в качестве параметров, характеризующих зрелость ископаемого органического вещества. Для более полной диагностики породы также определяется общее содержание органического вещества (ТОС) и содержание минерального углерода (MinC).

Метод газожидкостной хроматографии позволяет проводить анализ состава сложных смесей органических соединений, в том числе и метаноафтеновой углеводородной фракции битумоидов и нефти, состоящей из насыщенных высокомолекулярных углеводородов. Данный метод отличается быстротой выполнения анализа, наглядностью, возможностью работы с малыми навесками [25, 26] и нередко используется в дополнение к первым двум методам в целях произведения сопоставления миграционной части

и нефтематеринской породы, нефти и нефтематеринской породы [27].

По сравнению с битуминологическим анализом, в процессе пиролиза породы исследуются физические процессы, в то время как первый метод позволяет исследовать химический состав битумоидов, представляющий большой интерес при анализе процесса генерации, аккумуляции и миграции рассеянного органического вещества. Кроме этого, еще одной отличительной особенностью битуминологического анализа является большой объем выполненных исследований. Исследования с помощью Rock-Eval и газожидкостной хроматографии проводятся в единичных скважинах по Пермскому краю, следовательно, по результатам данных исследований оценить дифференциацию РОВ по разрезу и площади не представляется возможным.

В связи с этим приведем данные битуминологического анализа, по результатам которого различают сингенетичные вмещающие отложения и эпигенетичные битумоиды [28]. Наибольший интерес представляет количество эпигенетических битумоидов в породах, так как они являются более подвижными, миграционно способными и приравниваются к микронепти.

Разделение РОВ на типы основывается на закономерности Успенского – Вассоевича, согласно которой с увеличением дисперсности органических веществ доля битуминозных компонентов в нем растет [29–31]. В дополнение и доказательство данной типизации учеными разработана методика разделения РОВ на три класса (сингенетичное, эпигенетичное и смешанное) с помощью вероятностно-статистических методов, которые за последнее десятилетие в нефтегазовой сфере применяются все чаще [32–36].

Целью данного исследования является оценка дифференциации РОВ вероятностно-статистическими методами по данным битуминологического анализа северной части Башкирского свода в целях дальнейшего зонального прогноза нефтегазоносности.

## Объект исследования

Объект исследования – осадочная толща южной части Башкирского свода в пределах Пермского края. Башкирский свод (БС), в свою очередь, является положительной тектонической структурой первого порядка, которая обрела современные очертания в конце герцинского геологического цикла [37, 38]. Свод осложнен многочисленными структурами второго порядка – валами и третьего порядка – локальными поднятиями. В геологическом плане БС приурочен к восточной окраине Восточно-Европейской платформы. В пределах объекта исследования по состоянию на 01.01.2024 разрабатывается 56 месторождений, 9 месторождений находятся в разведке, 12 структур находятся в глубоком бурении, 34 – подготовлены к глубокому бурению, 40 – выявлено. Для БС отмечается промышленная нефтеносность во всех нефтегазоносных комплексах, характерных для Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Но, несмотря на высокую изученность, прогноз нефтегазоносности для данной территории все так же остается актуальным.

## Построение вероятностно-статистических моделей зонального прогноза нефтегазоносности по характеристикам РОВ

Геохимические характеристики РОВ в пределах исследуемой территории изучены методом битуминологического анализа в 62 скважинах, всего

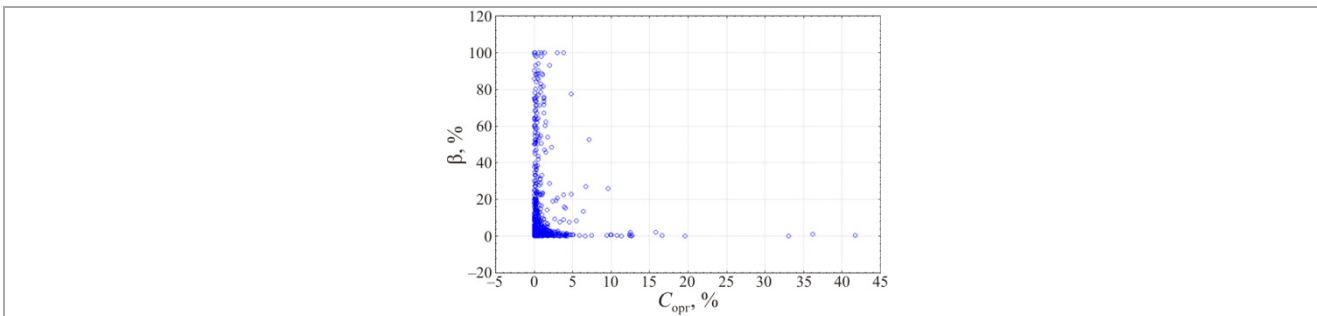


Рис. 1. Корреляционное поле между параметрами  $C_{орг}$  и  $\beta$  для территории Башкирского свода

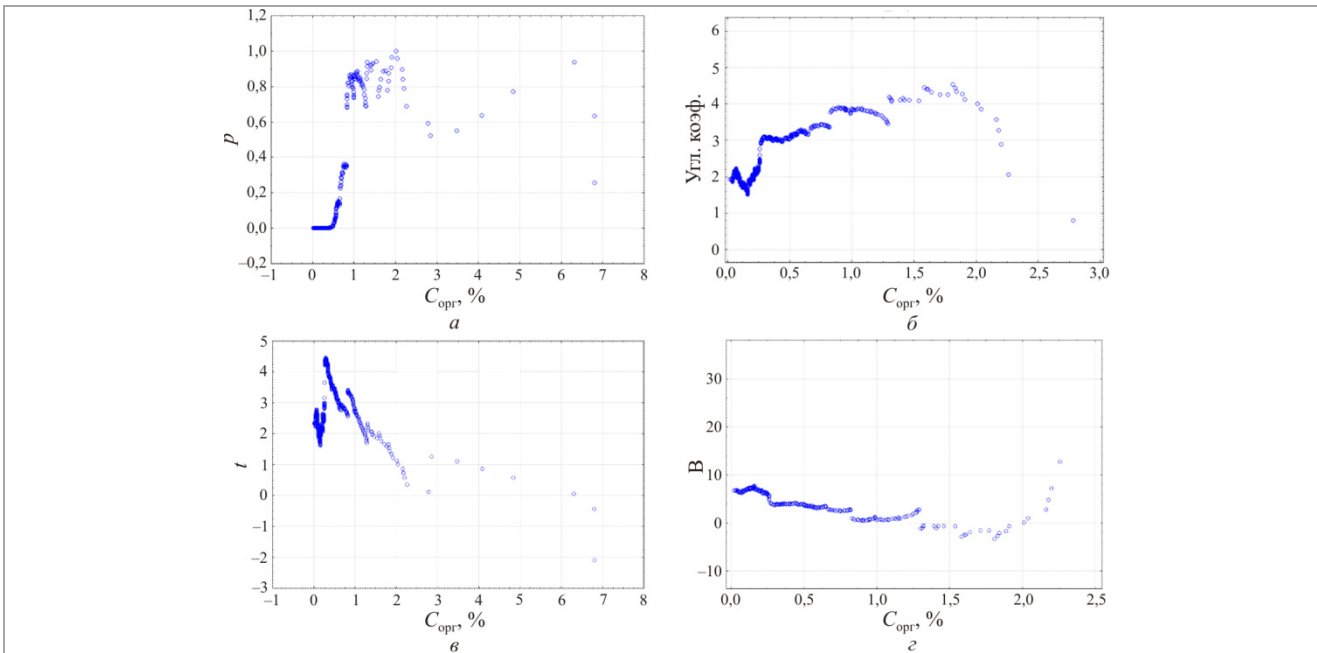


Рис. 2. Изменение значений: *а* – уровня значимости; *б* – углового коэффициента; *в* – *t*-критерия; *г* – свободного члена в уравнениях регрессии  $\beta = f(C_{орг})$

проанализировано 1617 образцов керна. Рассмотрены следующие основные показатели: содержание органического вещества (ОВ, %) и органического углерода ( $C_{орг}$ , %); состав РОВ – процентное содержание хлороформенных ( $B_{хл}$ ), петролейных ( $B_{пэ}$ ), спиртобензольных ( $B_{сб}$ ) битумоидов, содержание гуминовых кислот (Гум.к., %) и нерастворимого остатка (НО, %); характеристика преобразованности РОВ – коэффициент нейтральности битумоида ( $K_n = B_{хл}/B_{сб}$ , доли ед.), битумоидный коэффициент ( $\beta$ , %).

Дифференциация РОВ по типам выполнена с помощью статистического анализа по технологии, приведенной в работе [33]. Поле корреляции между  $C_{орг}$  и  $\beta$  по имеющимся данным представлено на рис. 1.

Соотношение между величинами геохимических характеристик  $C_{орг}$  и  $\beta$  характеризуется значительной нелинейностью. Данная закономерность изменения значений  $\beta$  от  $C_{орг}$ , позволяет считать, что процесс преобразования РОВ протекает по общей схеме [39]. Интенсивность процесса преобразования обусловлена различными величинами концентраций  $C_{орг}$ . В связи с этим целесообразно провести исследование характера взаимоотношений между  $\beta$  и  $C_{орг}$  в целях определения диапазона значений  $C_{орг}$  со статистически значимой обратной корреляцией с коэффициентом  $\beta$ , который будет являться граничным значением дифференциации РОВ на автохтонное и аллохтонное.

Так, для типизации РОВ на изучаемой территории БС использованы результаты исследований по образцам, где  $C_{орг}$  и  $\beta$  определены совместно. Для

дифференцированной оценки зависимости  $\beta = f(C_{орг})$  построены линейные уравнения регрессии для различных диапазонов изменения  $C_{орг}$ . Первая модель строится по 3 ( $n = 3$ ) определениям  $C_{орг}$ , следующая модель получена при  $n = 4$ , и так далее до  $n = 711$ . Всего было построено 708 статистических моделей.

По характеристикам статистических моделей построены зависимости изменения значений свободных членов, коэффициентов при  $C_{орг}$  и значений коэффициентов корреляции  $r$  в зависимости от значений  $C_{орг}$  (рис. 2).

Анализ полученных зависимостей по характеристикам моделей, позволил выделить три группы соотношений. По данным трем группам проведен дискриминантный анализ в целях определения функций, разделяющих классы. Для построения линейной дискриминантной функции составлены матрицы центрированных сумм квадратов и смешанных произведений, по ним вычислены выборочные матрицы [40–42] и построены следующие линейные дискриминантные функции (ЛДФ):

$$Z1 = 0,10051 \cdot \beta - 0,0039 \cdot \text{НО} - 0,93401 \cdot B_{хл} + 1,738 \cdot B_{сб} + 0,178 \cdot K_n - 1,5923, \\ \chi^2 = 1384,204; p = 0,0000000$$

$$Z2 = -0,02731 \cdot \beta - 0,01173 \cdot \text{НО} - 2,2294 \cdot B_{хл} + 5,6051 \cdot B_{сб} + 0,7246 \cdot K_n - 0,0658 \cdot \text{ОВ} + 0,2291, \\ \chi^2 = 59,118; p = 0,0000000.$$

Сравнение средних значений показателей РОВ по типам

Показатели, ед. изм.	Средние значения		Критерии $\frac{t}{p}$
	Тип РОВ		
	сингенетичное	смешанное	эпигенетичное
НО, %	60,875 ± 39,117		16,634 ± 29,951
	60,875 ± 39,117	30,036 ± 35,065	
$C_{орг}$ , %	1,487 ± 3,505		0,680 ± 1,287
	1,487 ± 3,505	0,830 ± 1,199	
ОВ, %	1,974 ± 4,662		0,907 ± 1,713
	1,974 ± 4,662	1,102 ± 1,595	
$B_{св}$	0,002 ± 0,011		0,077 ± 0,124
	0,002 ± 0,011	0,022 ± 0,046	
$B_{сл}$	0,035 ± 0,078		0,605 ± 1,075
	0,035 ± 0,078	0,222 ± 0,317	
$B_{сб}$	0,079 ± 0,100		0,281 ± 0,412
	0,079 ± 0,100	0,311 ± 0,407	
Гумин_кисл_ %	0,012 ± 0,039		0,001 ± 0,002
	0,012 ± 0,039	0,001 ± 0,001	
$K_{н}$ , доли ед.	0,366 ± 0,277		1,878 ± 2,370
	0,366 ± 0,277	0,774 ± 0,408	
$\beta$ , %	3,147 ± 3,254		61,358 ± 21,851
	3,147 ± 3,254	19,389 ± 3,265	
		19,389 ± 3,265	61,358 ± 21,851

Полученные функции являются статистически значимыми, что подтверждается уровнем значимости полученных связей и величинами  $\chi^2$ , Доля правильности классификации по обучающей выборке составляет 92,21 %. Дифференциация РОВ по типам в большей степени происходит по функции  $Z_1$ .

Анализ полученной ЛДФ показывает, что порядок формирования происходит в последовательности расположения параметров в уравнении. На первом шаге включается показатель  $\beta$ , затем величина НО, и так далее. Таким образом, дифференциация, полученная по параметрам  $C_{орг}$  и  $\beta$  прослеживается и по другим геохимическим характеристикам РОВ. Все это позволяет на статистическом уровне обосновать дифференциацию РОВ на три класса.

Выделенные с помощью статистического анализа классы ассоциируются с сингенетичным, смешанным и эпигенетичным типами РОВ. Графически закономерность Успенского – Вассоевича, скорректированная по статистически обоснованным типам РОВ для территории БС приведена на рис. 3.

Наиболее сильно дифференциация РОВ наблюдается по  $\beta$ , нежели по  $C_{орг}$ . При этом установлено, что существование смешанного и эпигенетического РОВ отмечается только при значениях  $C_{орг} < 10$  %. Данное обстоятельство показывает, что процесс преобразования РОВ происходит в отложениях, где значение концентрации  $C_{орг}$  составляет менее 10 %. Граница между сингенетичным РОВ и смешанным колеблется по параметру  $\beta$  в диапазоне 15–18 %. Граница между смешанным и эпигенетичным – по значению  $\beta = 28–32$  %. Распределение по количеству определений следующее: 73,45 % – сингенетичное РОВ; 8,65 % – смешанное, и 17,89 % – эпигенетичное.

Для подтверждения того, что выделенные группы РОВ характеризуются различными средними значениями изучаемых характеристик, выполнен анализ по критерию Стьюдента  $t$  [43, 44]. Различие в средних значениях по типам РОВ считается статистически значимым, если значение  $t$ -критерия отлично от 0, а уровень значимости  $p$  при этом меньше или равен 0,05. Средние значения геохимических показателей по выделенным типам РОВ,  $t$  и  $p$  статистики приведены в таблице.



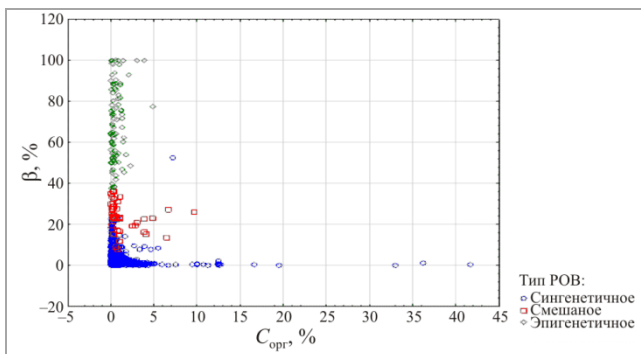


Рис. 3. Поле корреляции между  $C_{орг}$  и  $\beta$  с выделенными группами ROB для территории БС

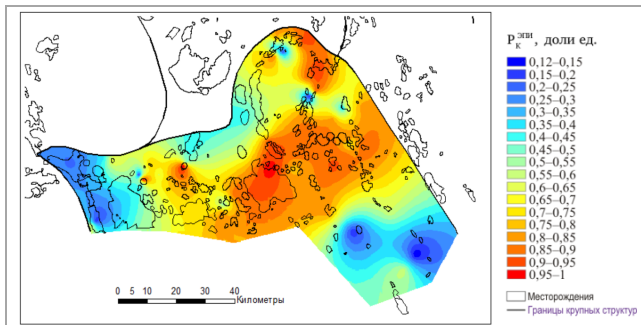


Рис. 4. Схема изменения значений  $P_k^{эпи}$  по территории северной части Башкирского свода

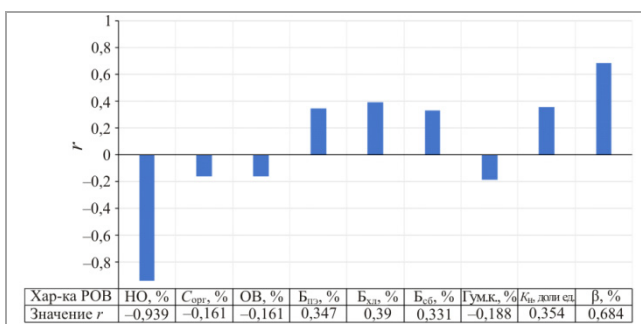


Рис. 5. Значения коэффициентов корреляции ( $r$ ) между характеристиками ROB и  $P_k^{эпи}$

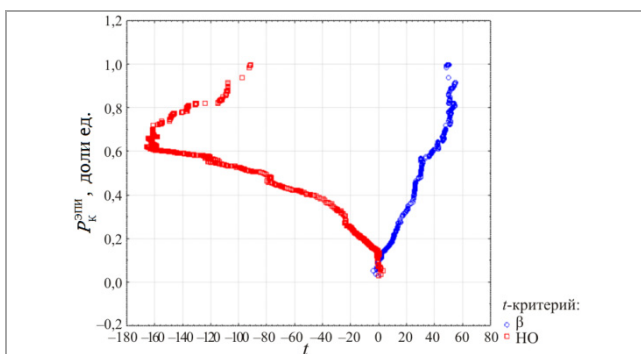


Рис. 6. Изменение значений  $t$ -критерия коэффициентов в уравнениях  $P_k^{эпи} = f(\beta, NO)$

Анализ рассчитанных средних значений основных геохимических характеристик ROB показывает статистически различный состав сингенетических, смешанных и эпигенетических битумоидов.

Максимальное различие средних значений по всем показателям получено между характеристиками сингенетических и эпигенетических ROB. Это также доказывает, что дифференциация ROB наблюдается не только по соотношению  $\beta$  и  $C_{орг}$ , но и по другим

характеристикам органического вещества. Для прогноза нефтегазоносности актуально оценивать дифференциацию и типизацию ROB по степени преобладания эпигенетических (наиболее подвижных) битумоидов.

Так, дифференциация ROB, полученная по содержанию органического углерода  $C_{орг}$ , % и битумоидного коэффициента  $\beta$ , % использована для построения вероятностных моделей прогноза наличия эпигенетического ROB на территории БС. Алгоритм построения индивидуальных и комплексных моделей также представлен в работах [45, 46]. Также стоит отметить, что для построения моделей использованы два типа битумоидов – сингенетические и эпигенетические. Всего построено 9 моделей индивидуальных вероятностей по всем исследуемым характеристикам ROB. Далее по индивидуальным вероятностным моделям разработан комплексный критерий прогноза эпигенетического ROB –  $P_k^{эпи}$ , который определялся по следующей формуле:

$$P_k^{эпи} = \frac{\prod P_{эпи i}}{\prod P_{эпи i} + \prod (1 - P_{эпи i})}$$

где  $P_{эпи i}$  – соответственно индивидуальные вероятности:  $P(НО)$ ,  $P(\beta)$ ,  $P(C_{орг})$ ,  $P(ОВ)$ ,  $P(B_{гип})$ ,  $P(B_{хл})$ ,  $P(B_{сб})$ ,  $P(ГумК)$ ,  $P(K_{с}/B_{сб})$ .

Графически изменение комплексной вероятности проявления эпигенетических битумоидов на территории БС представлено на рис. 4.

Анализ построенной схемы изменения значений  $P_k^{эпи}$  показал, что значения  $P_k^{эпи} > 0,5$  в большей мере коррелирует с открытыми месторождениями, что свидетельствует о миграционной способности битумоидов и, как следствие, об образовании промышленных скоплений углеводородов. Вероятностные показатели ROB, слагающие комплексную вероятность  $P_k^{эпи}$ , контролируют нефтегазоносность отложений. Корреляционные связи между  $P_k^{эпи}$  и значениями изучаемых характеристик ROB приведены на рис. 5.

Наибольшими корреляционными связями с величиной комплексной вероятности обладают характеристики НО, %, и  $\beta$ , %. В связи с этим целесообразно провести анализ совместного влияния характеристик  $\beta$  и НО на величину  $P_k^{эпи}$ , доли ед. по всей осадочной толще БС.

Совместное влияние характеристик оценено с помощью построения уравнений множественной регрессии и анализа  $t$ -критерия коэффициентов при зависимых переменных  $\beta$  и НО, графически результаты построения представлены на рис. 6.

По данным рис. 4 видно, диапазоны изменения значений  $t$ -критерия для битумоидного коэффициента и нерастворимого остатка различны. Диапазон изменения  $t$ -критерия при коэффициенте  $\beta$  равен от  $-7$  до  $50$ , при этом сам  $t$ -критерий стабильно увеличивается по всему диапазону изменения комплексной вероятности.  $t$ -критерий при коэффициенте НО изменяется в гораздо большем диапазоне, при этом до величины  $P_k^{эпи}$  равной  $0,6$  доли ед.  $t$ -критерий стабильно растет, что означает его большую удерживающую способность. Далее при возрастании комплексной вероятности модель влияния меняется, значение  $t$ -критерия уменьшается, подвижность ROB увеличивается.

### Заключение

Изучение соотношения  $C_{орг}$  и  $\beta$  с помощью регрессионного и дискриминантного анализов позволило

обосновать дифференциацию РОВ по типам (сингенетичное, смешанное и эпигенетичное) на территории БС. Достоверность типизации подтверждается значением  $\chi^2$  и высоким процентом правильности классификации. Сравнение средних значений характеристик по выделенным типам по  $t$ -критерию также подтвердило корректность выделенных типов РОВ.

Построенные индивидуальные вероятностные модели по характеристикам РОВ позволили разработать комплексную вероятностно-статистическую модель прогноза эпигенетического РОВ.

По значениям комплексной вероятности для БС построена схема. Значения  $P_k^{эпи} > 0,5$  доли ед. коррелируют с открытыми месторождениями, что свидетельствует о миграционной способности битумоидов с последующим образованием промышленных залежей углеводородов. Вероятностные

показатели РОВ, слагающие комплексную вероятность  $P_k^{эпи}$ , контролируют нефтегазонасыщенность отложений.

Установлено, что максимальное влияние на величину  $P_k^{эпи}$  оказывают характеристики: битумоидный коэффициент  $\beta$ , %, и величина нерастворимого остатка НО, %.

Детальный статистический анализ влияния  $\beta$ , %, и НО, %, на величину комплексной вероятности показал, что при увеличении комплексной вероятности величина  $t$ -критерия при битумоидном коэффициенте стабильно растет. Показатель НО, %, обладает большой удерживающей способностью и контролирует процесс дифференциации РОВ до величины комплексной вероятности, равной 0,55–0,6 доли ед., далее, по мере увеличения комплексной вероятности, величина нерастворимого остатка в меньшей степени влияет на процесс дифференциации РОВ.

### Библиографический список

1. Organic matter characteristics variation in source rocks as one of the most important factors for geological processes investigation / M.S. Topchiy, N.V. Pronina, A.G. Kalmikov, G.A. Kalmikov // 29th International Meeting on Organic Geochemistry, IMOG 2019, Gothenburg, 01–06 сентября 2019 года. – Gothenburg, 2019. DOI: 10.3997/2214-4609.201902814
2. Разницын, А.В. Изучение люминесцентно-битуминологических характеристик органического вещества отложений доманикового типа на территории Пермского края / А.В. Разницын, О.А. Мелкишев // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т. 19, № 1. – С. 15–25. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.1.2
3. Peters, K.E. The Biomarker Guide: Biomarkers and isotopes in petroleum systems and Earth History / K.E. Peters, C.C. Walters, J.M. Moldowan. – Cambridge: University Press, 2005. – Vol. 2. – 1155 p.
4. Использование геолого-геофизических, геохимических и неотектонических исследований для прогноза нефтегазонасыщенности / Е.К. Толмачева, А.Т. Колотухин, Е.Н. Волкова, М.П. Логина // Вестник Воронежского государственного университета. Серия: Геология. – 2006. – № 2. – С. 193–198.
5. Неручев, С.Г. Нефтемаатеринские свиты и миграция нефти / С.Г. Неручев. – Л.: Недра, 1969. – 201 с.
6. Вассоевич, Н.Б. Исходное вещество для нефти и газа / Н.Б. Вассоевич // Происхождение нефти и газа и формирование их месторождений. – М.: Недра, 1972. – С. 39–70.
7. Историко-геологическое моделирование процессов нафтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря (бассейновое моделирование) / А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн, Н.А. Мальшев [и др.] // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54, № 8. – С. 1179–1226.
8. Фейзуллаев, А.А. Осадочно-конденсационная модель формирования месторождений углеводородов в Южно-Каспийском бассейне / А.А. Фейзуллаев // Геофизические процессы и биосфера. – 2021. – Т. 20, № 3. – С. 118–134. DOI 10.21455/GPB2021.3-7
9. Сравнение разрезов доманиковых отложений Волго-Уральского и Тимано-Печорского бассейнов в местах их естественного выхода на дневную поверхность / А.П. Завьялова, В.В. Чупахина, А.В. Ступакова [и др.] // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – 2018. – № 6. – С. 57–73. DOI: 10.33623/0579-9406-2018-6-57-73
10. Скибцикая, Н.А. Массовый анализ компонентного состава битумоидов / Н.А. Скибцикая, Е.Г. Доманова, Т.А. Пуго // Георесурсы, геознергетика, геополитика. – 2010. – № 1(1). – С. 17.
11. Бурханова, И.О. Обзор методик оценки количественного содержания органического вещества в нефтегазонасыщенных отложениях по данным геофизических исследований скважин / И.О. Бурханова, Н.А. Скибцикая // Нетрадиционные ресурсы углеводородов: распространение, генезис, прогнозы, перспективы освоения: материалы Всероссийской конференции с международным участием, Москва, 12–14 ноября 2013 года / Российская академия наук, Отделение наук о Земле; Научный совет по проблемам геологии и разработки месторождений нефти и газа РАН, Институт проблем нефти и газа РАН. – М.: Издательство ГЕОС, 2013. – С. 33–38.
12. Копылов, И.С. Битуминологические показатели перспектив нефтегазонасыщенности на западе сибирской платформы / И. С. Копылов // Проблемы минералогии, петрографии и металлогении. Научные чтения памяти П.Н. Чирвинского. – 2022. – № 25. – С. 133–140. DOI 10.17072/chirvinsky.2022.133
13. Жильцова, А.А. Миграция углеводородных флюидов и геохимический метод индикации залежей / А. А. Жильцова, В.И. Исаев, Ю.В. Коржов // Региональные проблемы. – 2010. – Т. 13, № 1. – С. 11–17.
14. Очаги генерации и залежи «палеозойской» нефти Урманского месторождения (Томская область) / М.Ф. Крутенко, В.И. Исаев, Ю.В. Коржов, Е.Н. Осипова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334, № 9. – С. 49–62. DOI 10.18799/24131830/2023/9/4140
15. Справочник по литологии / под ред. Н.Б. Вассоевича, В.Л. Либровича, Н.В. Логвиненко, В.И. Марченко. – М.: Недра, 1983. – 509 с.
16. Геологические условия и модель формирования битумоидов в районе Фреско западного сектора бассейна Кот-д'Ивуар / Б.Б. Дико Мухамаду, Р.А. Шеколдин, Т.В. Дмитриева, А.И. Шапиро // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2022. – Т. 17, № 3. DOI 10.17353/2070-5379/30\_2022
17. Ильинская, В.В. Методика люминесцентнобитуминологического анализа с использованием пяти растворителей, применяемая для исследования органического вещества осадочных пород центральных областей Русской платформы / В.В. Ильинская, Н.М. Галактинова // Результаты геохимических исследований // Тр.ВНИГНИ. – 1958. – Вып. XI. – С.53–62.
18. Флоровская, В.Н. Люминесцентно-битуминологический метод в нефтяной геологии / В.Н. Флоровская. – М.: Изд-во Московского университета, 1957. – 292 с.
19. Тиссо, Б. Образование и распространение нефти: пер. с англ. / Б. Тиссо, Д. Вельте; пер. А.И. Конохов, Г.В. Семерникова, В.В. Чернышева; под ред. Н.Б. Вассоевича, Р.Б. Сейфуль-Мулюкова. – М.: Мир, 1981. – 504 с.
20. Применение алгоритмов машинного обучения в прогнозе результата пиролитического анализа / Т. Ле, А.В. Бондарев, Л.И. Бондарева, А.С. Монакова, А.В. Баршин // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2020. – Т. 63(6). – С. 8–19. DOI: 10.32454/0016-7762-2020-63-6-8-19
21. Behar, F. Rock-Eval 6 Technology: Performances and Developments / F. Behar, V. Beaumont, H. Pentead // Oil & Gas Science and Technology-revue De L Institut Francais Du Petrole. – 2021. – Vol. 56. – P. 111–134. DOI: 10.2516/ogst:2001013
22. Geochemistry and petrology of palaeocene coals from Spitzbergen – Part 2: Maturity variations and implications for local and regional burial models / С. Marshall, J. Uguna, D.J. Large, W. Meredith, M. Jochmann, B. Friis, C. Vane, B.F. Spiro, C.E. Snape // A. Orheim International Journal of Coal Geology/ – 2015. – Vol. 143. – P. 1–10. DOI: 10.1016/j.coal.2015.03.013
23. Развитие методики пиролитического анализа пород нетрадиционных коллекторов и уточненные критерии нефтенасыщенности / Е.В. Козлова, Т.Д. Булатов, Е.А. Леушина, М.Ю. Спасенных // Успехи органической геохимии: материалы 2-й Всероссийской научной конференции с участием иностранных ученых, посвященной 120-летию со дня рождения члена-корреспондента АН СССР Н.Б. Вассоевича и 95-летию со дня рождения заслуженного геолога РСФСР, профессора С.Г. Неручева, Новосибирск, 05–06 апреля 2022 года. – Новосибирск: Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 2022. – С. 128–131. DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-128-131
24. Айдаркожина, А. Геохимические особенности органического вещества майкопской серии Предкавказья по данным пиролитического исследования / А. Айдаркожина, М. М. Люшин, В. Ю. Лаврушин // Фундаментальный базис инновационных технологий поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России: тезисы докладов конференции, Москва, 24–25 марта 2016 года. Секция №4. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2016. – С. 4–8.
25. Аналитическая хроматография / под ред. В.И. Сакодынского и др. – М.: Химия, 1993.
26. Геохимические характеристики нефтей и рассеянного органического вещества пород фундамента месторождения Белый Тигр (Вьетнам) / Х.В. Ву, О.В. Серебренникова, Ю.В. Савиных, Л.Д. Стахина // Современные проблемы науки и образования. – 2012. – № 4. – С. 326.
27. Технология исследования геохимических параметров органического вещества керогеносыщенных отложений (на примере баженовской свиты, Западная Сибирь) / Е.В. Козлова, Н.П. Фадеева, Г.А. Калмыков [и др.] // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – 2015. – № 5. – С. 44–53.
28. Галкин, В.И. Кочнева О.Е. Геология и геохимия нефти и газа: учебно-методическое пособие для вузов / В.И. Галкин, О.Е. Кочнева. – 2-е изд., доп. и испр. Пермь: ПНИПУ, 2017. – 180 с.
29. Геология и геохимия нефти и газа / О.К. Баженова, Ю.К. Бурлин, Б.А. Соколов [и др.] – М.: Изд-во МГУ, 2000. – 384 с.
30. Костина, М.С. Основные химико-битуминологические характеристики и их определение на примере скважины 1-Гудырвож / М.С. Костина // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М.И. Кучина, Томск, 03–07 апреля 2017 года. – Томск: Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2017. – Т. 1. – С. 266–267.

31. Пуанова, С.А. Геохимические показатели нефтегазоносности по данным изучения микроэлементов и металлопорфириновых комплексов // Углеводородный потенциал больших глубин: энергетические ресурсы будущего – реальность и прогноз: 1-я Междунар. конф. – Баку, 2012. – С. 216–218.
32. Статистические решения в геологии. – М.: Недра, 1981. – 231 с.
33. Построение вероятностно-статистических моделей для дифференциации рассеянного органического вещества пород территории Пермского края / В.Л. Воеводкин, Д.В. Антонов, В.И. Галкин, И.А. Козлова // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 12. – С. 100–104. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-12-100-104
34. Воеводкин, В.Л. К вопросу о дифференциации рассеянного органического вещества Верхнедевонско-Турнейской толщи территории Пермского края / В.Л. Воеводкин // Недрапользование. – 2024. – Т. 24, № 1. – С. 10–17. DOI 10.15593/2712-8008/2024.1.2
35. Чалова, П.О. Изучение эффективности реализации технологий повышения нефтеотдачи пластов, основанное на статистической обработке промышленных данных / П.О. Чалова, М.С. Черепанов, Н.Ю. Белоусов // Недрапользование. – 2022. – Т. 22, № 4. – С. 158–164. – DOI 10.15593/2712-8008/2022.4.2
36. Костенко, В. Д. ОБ использовании математических моделей в геолого-гидрогеологических исследованиях / В. Д. Костенко, В. В. Хаустов, Е. А. Лушников // Известия Юго-Западного государственного университета. Серия: Техника и технологии. – 2012. – № 1. – С. 81–92.
37. Особенности геологического строения и нефтеносность Камско-Кинельских прогибов на территории Пермской области / К.С. Шершнев, Л.Л. Благинных, Ю.А. Дулепов [и др.] // Геология и освоение ресурсов нефти в Камско-Кинельской системе прогибов. – М.: Наука, 1991. – С. 79–84.
38. Лядова, Н.А. Геология и разработка нефтяных месторождений Пермского края / Н.А. Лядова, Ю.А. Яковлев, А.В. Располов. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2010. – 335 с.
39. Моделирование процессов катагенеза органического вещества и нефтегазообразования / Н.Б. Вассоевич, С.Г. Неручев, А.Э. Конторович [и др.]; под ред. Е.А. Глебовской. – М.: Недра, 1984. – С. 139.
40. Михалевиц, И.М. Применение математических методов при анализе геологической информации : (с использованием компьютерных технологий: Statistika) / И.М. Михалевиц, С.П. Примина. – Иркутск : Иркутский государственный университет, 2006. – Ч. 3. – 115 с.
41. Igal, L. Descriptive Statistics / L. Igal, S. Seguí // Introduction to Data Science: A Python Approach to Concepts, Techniques and Applications. – Cham : Springer International Publishing, 2024. – P. 29–50.
42. Sahu, S.K. Introduction to Basic Statistics / S.K. Sahu // Introduction to Probability. – Statistics & R. Springer, Cham, 2024. DOI: 10.1007/978-3-031-37865-2\_1
43. Халафян, А.А. STATISTIKA 6. Статистический анализ данных: учебник / А.А. Халафян. – 3-е изд. – М.: ООО «Бином-Пресс», 2007 г. – 512 с.
44. Sheh, Suril & Sheh, Bhavin. A variant of the student's t-test for data of varying reliability. – 2019. DOI: 10.1101/525774
45. Вотинов, А.С. Возможности применения вероятностных моделей при оценке потенциальной битумизации коллекторов для северной группы месторождений Пермского региона / А.С. Вотинов, В.И. Галкин // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2022. – Т. 1. – С. 24–29. EDN SKDXDG.
46. Разработка статистической модели прогноза нефтегазоносности по газовойделяции в толще Верхнекамского месторождения калийно-магниевого солей / В.И. Галкин, О.А. Мелкишев, С.В. Варушкин [и др.] // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2020. – Т. 20, № 1. – С. 4–13. DOI 10.15593/2224-9923/2020.1.1

References

1. Topchiiy M.S., Pronina N.V., Kalmykov A.G., Kalmykov G.A. Organic matter characteristics variation in source rocks as one of the most important factors for geological processes investigation. *29th International Meeting on Organic Geochemistry, IMO 2019, Gothenburg, 01-06 September 2019. Gothenburg*, 2019. DOI: 10.3997/2214-4609.201902814
2. Raznitsyn A.V., Melkishev O.A. Izuchenie liuminescentno-bituminologicheskikh kharakteristik organicheskogo veshchestva otlozhenii domanikovogo tipa na territorii Permского kraia [The study of luminescent-bitumen characteristics of organic substances of Domanik type deposits in the Perm region]. *Vestnik Permского natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2019, vol. 19, no.1, pp. 15-25. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.1.2
3. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. *The Biomarker Guide: Biomarkers and isotopes in petroleum systems and Earth History*. Cambridge: University Press, 2005, vol. 2, 1155 p.
4. Tolmacheva E.K., Kolotukhin A.T., Volkova E.N., Loginova M.P. Ispol'zovanie geologo-geofizicheskikh, geokhimicheskikh i neotektonicheskikh issledovaniy dlia prognoza neftegazonosnosti [Use of geological, geophysical, geochemical and neotectonic studies to predict oil and gas potential]. *Vestnik Voronezhskogo gosudarstvennogo universiteta. Geologiya*, 2006, no. 2, pp. 193-198.
5. Neruchev S.G. Neftematerinskie svity i migratsiya nefiti [Source formations and oil migration]. Leningrad: Nedra, 1969, 201 p.
6. Vassoevich N.B. Iskhodnoe veshchestvo dlia nefiti i gaza [Raw material for oil and gas]. *Proiskhozhdenie nefiti i gaza i formirovanie ikh mestorozhdenii*. Moscow: Nedra, 1972, pp. 39-70.
7. Kontorovich A.E., Burshtein L.M., Malyshev N.A. et al. Istoriko-geologicheskoe modelirovanie protsessov naftidogeneza v mezozoisko-kainozoiskom osadochnom bazine Karskogo moria (basseinovoe modelirovanie) [Historical-geological modeling of hydrocarbon generation in the Mesozoic-Cenozoic sedimentary basin of the Kara sea (basin modeling)]. *Geologiya i geofizika*, 2013, vol. 54, no. 8, pp. 1179-1226.
8. Feizullaev A.A. Osadochno-kondensatsionnaia model' formirovaniya mestorozhdenii uglevodorodov v Iuzhno-Kaspiiskom bazine [Sedimentary-condensation model of formation of hydrocarbon fields in the South Caspian basin]. *Geofizicheskie protsessy i biosfera*, 2021, vol. 20, no. 3, pp. 118-134. DOI 10.21455/GPB2021.3-7
9. Zavialova A.P., Chupakhina V.V., Stupakova A.V. et al. Sravnenie razrezov domanikovykh otlozhenii Volgo-Ural'skogo i Timano-Pechorskogo basseinov v mestakh ikh estestvennogo vykhoda na dnevnuiu poverkhnost' [Comparison of the Domanic outcrops in Volga-Ural and Timan-Pechora basins]. *Vestnik Moskovskogo universiteta. Geologiya*, 2018, no. 6, pp. 57-73. DOI: 10.33623/0579-9406-2018-6-57-73
10. Skibitskaia N.A., Domanova E.G., Pugo T.A. Massovyi analiz komponentnogo sostava bitumoidov [Mass analysis of the component composition of bitumoids]. *Georesursy, geoenergetika, geopolitika*, 2010, no. 1 (1), 17 p.
11. Burkhanova I.O., Skibitskaia N.A. Obzor metodik otsenki kolichestvennogo soderzhaniiya organicheskogo veshchestva v neftegazomaterinskikh otlozheniiakh po dannym geofizicheskikh issledovaniy skvazhin [Review of methods for assessing the quantitative content of organic matter in oil and gas source sediments based on well geophysical survey data]. *Netraditsionnye resursy uglevodorodov: rasprostraneniye, genezis, prognozy, perspektivy osvoeniya. Materialy Vserossiiskoi konferentsii s mezhdunarodnym uchastiem, Moskva, 12-14 noiabria 2013*. Rossiiskaia akademiya nauk, Otdeleniye nauk o Zemle; Nauchnyi sovet po problemam geologii i razrabotki mestorozhdenii nefiti i gaza RAN, Institut problem nefiti i gaza RAN. Moscow: GEOS, 2013, pp. 33-38.
12. Kopylov I.S. Bituminologicheskie pokazateli perspektiv neftegazonosnosti na zapade sibirskoi platformy [Bituminological indicators prospects of oil and gas potential in the Western of the Siberian platform]. *Problemy mineralogii, petrografii i metallogenii. Nauchnye chteniya pamiati P.N. Chirvinskogo*, 2022, no. 25, pp. 133-140. DOI: 10.17072/chirvinsky.2022.133
13. Zhiltsova A.A., Isaev V.I., Korzhov Iu.V. Migratsiya uglevodorodnykh fluidov i geokhimicheskii metod indikatsii zalezhei [Migration of hydro-carbonic fluids and geochemical method of deposits indication]. *Regional'nye problemy*, 2010, vol. 13, no. 1, pp. 11-17.
14. Krutenko M.F., Isaev V.I., Korzhov Iu.V., Osipova E.N. Ochagi generatsii i zalezhi "paleozoiskoi" nefiti Urmanskogo mestorozhdeniia (Tomskaia oblast') [Foci of hydrocarbon generation and the «Paleozoic» oil deposits in the Urman field (Tomsk region)]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2023, vol. 334, no. 9, pp. 49-62. DOI: 10.18799/24131830/2023/9/4140
15. Spravochnik po litologii [Handbook of Lithology]. Eds. N.B. Vassoevich, V.L. Livrovich, N.V. Logvinenko, V.I. Marchenko. Moscow: Nedra, 1983, 509 p.
16. Diko Mukhamadu B.B., Shchekoldin R.A., Dmitrieva T.V., Shapiro A.I. Geologicheskie usloviya i model' formirovaniya bitumoidov v raione Fresko zapadnogo sektora basseina Kot-d'Ivuar [Geological conditions and model of bitumoids formation in the Fresco area of the western sector of the Côte d'Ivoire basin]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2022, vol. 17, no. 3. DOI: 10.17353/2070-5379/30.2022
17. Pinskiia V.V., Galaktionova N.M. Metodika liuminescentno-bituminologicheskogo analiza s ispol'zovaniem piati rastvoritelei, primeniamaia dlia issledovaniya organicheskogo veshchestva osadochnykh porod tsentral'nykh oblastei Russkoi platformy [A method of luminescent-bitumen analysis using five solvents, applied to the study of organic matter of sedimentary rocks of the central regions of the Russian platform]. *Rezultaty geokhimicheskikh issledovaniy*. Moscow: VNIGNI, 1958, iss. XI, pp. 53-62.
18. Florovskaia V.N. Liuminescentno-bituminologicheskii metod v nefianoj geologii [Luminescent-bituminological method in petroleum geology]. Moscow: Moskovskii universitet, 1957, 292 p.
19. Tisso B., Vel'te D. Obrazovanie i rasprostraneniye nefiti [Petroleum Formation and Occurrence]. Eds. N.B. Vassoevich, R.B. Seiful-Muliukov. Moscow: Mir, 1981, 504 p.
20. Le T., Bondarev A.V., Bondareva L.I., Monakova A.S., Barshin A.V. Primeneniye algoritmov mashinnoy obucheniya v prognoze rezul'tata piroliticheskogo analiza [Application of machine learning algorithms in predicting pyrolytic analysis result]. *Izvestiia vysshikh uchebnykh zavedenii. Geologiya i razvedka*, 2020, vol. 63 (6), pp. 8-19. DOI: 10.32454/0016-7762-2020-63-6-8-19
21. Behar F., Beaumont F., Penteado H. Rock-Eval 6 Technology: Performances and Developments. *Oil & Gas Science and Technology-revue De L Institut Francais Du Petrole*, 2021, vol. 56, pp. 111-134. DOI: 10.2516/ogst:2001013
22. Marshall C., Uguna J., Large D.J., Meredith W., Jochmann M., Friis B., Vane C., Spiro B.F., Snape C.E. Orheim A. Geochemistry and petrology of palaeocene coals from Spitzbergen - Part 2: Maturity variations and implications for local and regional burial models. *International Journal of Coal Geology*, 2015, vol. 143, pp. 1-10. DOI: 10.1016/j.coal.2015.03.013
23. Kozlova E.V., Bulatov T.D., Leushina E.A., Spasennykh M.Iu. Razvitiye metodiki piroliticheskogo analiza porod netraditsionnykh kollektorov i utochneniye kriterii neftenasyschennosti [Improved technique of programmed temperature pyrolysis for unconventional reservoir rock sand criteria for oil saturation]. *Uspehi organicheskoi geokhimii. Materialy 2-i Vserossiiskoi nauchnoi konferentsii s uchastiem inostrannykh uchenykh, posviashchennoi 120-letiiu so dnia rozhdeniia chlenakorrespondenta AN SSSR N.B. Vassoevicha i 95-letiiu so dnia rozhdeniia zasluzhennogo geologa RFSFR, professora S.G. Nerucheva, Novosibirsk, 05-06 April 2022*. Novosibirsk: Novosibirskii natsional'nyi issledovatel'skii gosudarstvennyi universitet, 2022, pp. 128-131. DOI: 10.25205/978-5-4437-1312-0-128-131
24. Aidarkozhina A., Liushin M.M., Lavrushin V.Iu. Geokhimicheskie osobennosti organicheskogo veshchestva maikopskoi serii Predkavkaz'ia po dannym piroliticheskogo issledovaniya [Geochemical characteristics of organic matter Maikop series Ciscaucasia according pyrolytic research]. *Fundamental'nyi bazis innovatsionnykh tekhnologii poiskov, razvedki i razrabotki mestorozhdenii nefiti i gaza i prioritnye napravleniia razvitiia resursnoi bazy TEK Rossii. Tezisy dokladov konferentsii, Moskva, 24-25 marta 2016*. Sektsiia no. 4. Moscow: Rossiiskii gosudarstvennyi universitet nefiti i gaza (natsional'nyi issledovatel'skii universitet) imeni I.M. Gubkina, 2016, pp. 4-8.



25. Analiticheskaia khromatografiia [Analytical chromatography]. Eds. V.I. Sakodynskii et al. Moscow: Khimiia, 1993.
26. Vu Kh.V., Serebrennikova O.V., Savinykh Iu.V., Stakhina L.D. Geokhimicheskie kharakteristiki neftei i rasseiannogo organicheskogo veshchestva porod fundamenta mestorozhdeniia Belyi Tigr (Vietnam) [Geochemical characteristics of oils and dispersed organic matter from basement rocks of the White Tiger field (Vietnam)]. *Sovremennye problemy nauki i obrazovaniia*, 2012, no. 4, 326 p.
27. Kozlova E.V., Fadeeva N.P., Kalmykov G.A. et al. Tekhnologiia issledovaniia geokhimicheskikh parametrov organicheskogo veshchestva kerogenonasyshchennykh otlozhenii (na primere bazhenovskoi svity, Zapadnaia Sibir') [Geochemical technique of organic matter research in deposits enriched in kerogen (the Bazhenov formation, West Siberia)]. *Vestnik Moskovskogo universiteta. Geologiya*, 2015, no. 5, pp. 44-53.
28. Galkin V.I., Kochneva O.E. Geologiya i geokhimiia nefiti i gaza [Geology and geochemistry of oil and gas]. 2nd ed. Perm': Permskii natsional'nyi issledovatel'skii politekhnicheskii universitet, 2017, 180 p.
29. Bazhenova O.K., Burlin Iu.K., Sokolov B.A. et al. Geologiya i geokhimiia nefiti i gaza [Geology and geochemistry of oil and gas]. Moscow: Moskovskii gosudarstvennyi universitet, 2000, 384 p.
30. Kostina M.S. Osnovnye khimiko-bituminologicheskie kharakteristiki i ikh opredelenie na primere skvazhiny 1-Gudyrvozh [Main chemical and bitumen characteristics and their determination using the example of well 1-Gudyrvozh]. *Problemy geologii i osvoeniia nedr. Trudy XXI Mezhdunarodnogo simpoziuma imeni akademika M.A. Usova studentov i molodykh uchenykh, posviashchennogo 130-letiiu so dnia rozhdeniia professora M.I. Kuchina, Tomsk, 03-07 April 2017*. Tomsk: Natsional'nyi issledovatel'skii Tomskii politekhnicheskii universitet, 2017, vol. 1, pp. 266-267.
31. Punanova S.A. Geokhimicheskie pokazateli neftegazonosnosti po dannym izucheniia mikroelementov i metallopofirinovyykh kompleksov [Geochemical indicators of oil and gas potential based on the study of microelements and metalloporphyrin complexes]. *Uglevodorodnyi potentsial bol'shikh glubin: energeticheskie resursy budushchego - realnost' i prognoz. 1-ia Mezhdunarodnaia konferentsiia*. Baku, 2012, pp. 216-218.
32. Statisticheskie resheniia v geologii [Statistical decisions in geology]. Moscow: Nedra, 1981, 231 p.
33. Voevodkin V.L., Antonov D.V., Galkin V.I., Kozlova I.A. Postroenie veroiatnostno-statisticheskikh modelei dlia differentsiatsii rasseiannogo organicheskogo veshchestva porod territorii Permskogo kraia [Generation of the probabilistic and statistical model for total organic carbon differentiation of rocks in the Perm region]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2023, no. 12, pp. 100-104. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-12-100-104
34. Voevodkin V.L. K voprosu o differentsiatsii rasseiannogo organicheskogo veshchestva Verkhnedevonsko-Turneiskoi tolshchi territorii Permskogo kraia [On the Issue of Dispersed Organic Matter Differentiation in the Upper Devonian-Tournaisian Strata at the Perm Krai]. *Nedropol'zovanie*, 2024, vol. 24, no. 1, pp. 10-17. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.1.2
35. Chalova P.O., Cherepanov M.S., Belousov N.Iu. Izuchenie effektivnosti realizatsii tekhnologii povysheniia nefteotdachi plastov, osnovannoe na statisticheskoi obrabotke promyslovyykh dannykh [Studying the efficiency of implementation of enhanced oil recovery technologies based on field data statistical processing]. *Nedropol'zovanie*, 2022, vol. 22, no. 4, pp. 158-164. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.4.2
36. Kostenko V.D., Khaustov V.V., Lushnikov E.A. OB ispol'zovanii matematicheskikh modelei v geologo-gidrogeologicheskikh issledovaniakh [On the use of mathematical models in geological and hydrogeological investigations]. *Izvestiia Iugo-Zapadnogo gosudarstvennogo universiteta. Tekhnika i tekhnologii*, 2012, no. 1, pp. 81-92.
37. Shershnev K.S., Blaginykh L.L., Dulepov Iu.A. et al. Osobennosti geologicheskogo stroeniia i neftenosnost' Kamsko-Kinel'skikh progibov na territorii Permskoi oblasti [Features of the geological structure and oil-bearing capacity of the Kama-Kinel troughs in the Perm region]. *Geologiya i osvoenie resursov nefiti v Kamsko-Kinel'skoi sisteme progibov*. Moscow: Nauka, 1991, pp. 79-84.
38. Liadova N.A., Iakovlev Iu.A., Raspopov A.V. Geologiya i razrabotka neftiannykh mestorozhdenii Permskogo kraia [Geology and development of oil fields in the Perm region]. Moscow: VNIIOENG, 2010, 335 p.
39. Vassoevich N.B., Neruchev S.G., Kontorovich A.E. et al. Modelirovanie protsessov katageneza organicheskogo veshchestva i neftegazobrazovanie [Modeling of organic matter catagenesis processes and oil and gas formation]. Ed. E.A. Glebovskaia. Moscow: Nedra, 1984, 139 p.
40. Mikhalevich I.M., Primina S.P. Primenenie matematicheskikh metodov pri analize geologicheskoi informatsii: (s ispol'zovaniem komp'iuternyykh tekhnologii: Statistika) [Application of mathematical methods in the analysis of geological information: (using computer technologies: Statistika)]. Irkutsk: Irkutskii gosudarstvennyi universitet, 2006, part 3, 115 p.
41. Igal L., Seguí S. Descriptive Statistics. Introduction to Data Science: A Python Approach to Concepts, Techniques and Applications. Cham: Springer International Publishing, 2024, pp. 29-50.
42. Sahu S.K. Introduction to Basic Statistics. Introduction to Probability. Statistics & R. Springer, Cham, 2024. DOI: 10.1007/978-3-031-37865-2\_1
43. Khalafian A.A. STATISTICA 6. Statisticheskii analiz dannykh [STATISTICA 6. Statistical data analysis]. 3rd ed. Moscow: Binom-Press, 2007, 512 p.
44. Sheth Suril & Sheth, Bhavin. A variant of the student's t-test for data of varying reliability, 2019. DOI: 10.1101/525774
45. Votinov A.S., Galkin V.I. Vozmozhnosti primeneniia veroiatnostnykh modelei pri otsenke potentsial'noi bitumizatsii kollektorov dlia severnoi gruppy mestorozhdenii Permskogo regiona [Possibilities of using probabilistic models in assessing the potential bitumenization of reservoirs for the northern group of fields in the Perm region]. *Problemy razrabotki mestorozhdenii uglevodorodnykh i rudnykh poleznykh iskopaemykh*, 2022, vol. 1, pp. 24-29.
46. Galkin V.I., Melkishev O.A., Varushkin S.V. et al. Razrabotka statisticheskoi modeli prognoza neftegazonosnosti po gazovydeleniiam v tolshche Verkhnekamskogo mestorozhdeniia kaliino-magneiyykh solei [Development of the statistical model to forecast oil and gas potential according to gas content in the Verkhnekamskoe deposit of potassium and magnesium salts]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo*, 2020, vol. 20, no. 1, pp. 4-13. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.1.1

Финансирование. Исследование не имело спонсорской поддержки.

Конфликт интересов. Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Вклад автора 100 %.