Недропользование. 2025. Т. 25, № 3. С.137-142. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.3.1

ISSN 2712-8008
Том / Volume 25 №3 2025
Домашняя страница журнала: http://vestnik.pstu.ru/geo/

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

УДК 622+553.98
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2025

О возможности прогнозирования нефтегазоносности по геохимическим характеристикам пород

В.Л. Воеводкин[1], В.И. Галкин[2], И.А. Козлова[2]

[1]ПАО «ЛУКОЙЛ» (Российская Федерация, 101000, г. Москва, Сретенский бульвар, 11)
[2]Пермский национальный исследовательский политехнический университет (Российская Федерация, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29)

The Possibility of Predicting Oil and Gas Potential based on the Geochemical Characteristics of Rocks

Vadim L. Voevodkin[1], Vladislav I. Galkin[2], Inna A. Kozlova[2]

[1]PJSC LUKOIL (11, Sretensky Boulevard, Moscow, 101000, Russian Federation)
[2]Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)

Получена / Received: 08.04.2025. Принята / Accepted: 19.09.2025. Опубликована / Published: 24.10.2025

Ключевые слова:
осадочный разрез Пермского края, рассеянное органическое вещество, вероятностный анализ, статистические критерии, эпигенетические битумоиды, комплексный геохимический критерий, вероятностный прогноз, перспективы нефтегазоносности.

Целью исследования является выполнение прогноза нефтегазоносности осадочного разреза территории Пермского края на базе разработанного комплексного геохимического критерия. Основной особенностью проведения прогнозных оценок является использование проведенного ранее дифференцирования рассеянного органического вещества по составу и содержанию в нем миграционно способных битумоидов эпигенетического типа. Разработка комплексного критерия была произведена с помощью методов статистического анализа геохимических и битуминологических данных. Для построения моделей нефтегазоносности (присутствия эпигенетических битумоидов) использовались методы регрессионного анализа. Первоначально строились и анализировались индивидуальные модели. Для примера построения такой модели в работе выбрана одна из характеристик рассеянного органического вещества пород – содержание нерастворимого остатка (НО, %). Полученные модели по характеристике НО, %, и всем другим используемым данным показали высокий уровень разделения классов эпигенетичных и сингенетичных битумоидов, что подтверждено статистическими критериями значимости. Для разработки комплексного вероятностного геохимического критерия, который бы учитывал все значимые геохимические характеристики, влияющие на распределение эпигенетичных битумоидов в породе, были использованы индивидуальные вероятности исследованных параметров. При анализе различного числа сочетаний индивидуальных вероятностей установлено, что наиболее статистически обоснованным вариантом выделения класса эпибитумоидов является использование всех параметров. По полученной модели были рассчитаны величины комплексного критерия – $P_{эпи}$ для всей выборки данных. Схема изменения значений полученного критерия по территории Пермского края решает поставленную задачу и отражает перспективы нефтегазоносности в пределах основных тектонических регионов Пермского края. Таким образом, выполненный анализ показал различную степень интенсивности процессов преобразования РОВ на изучаемой территории. Максимальный уровень развития эпигенетичных битумоидов в основных нефтегазоносных комплексах осадочного чехла характерен для Башкирского свода, частей Бабкинской седловины и Бымско-Кунгурской моноклинали, а также в южной части Верхнекамской впадины и в пределах Соликамской и Юрюзано-Сылвенской депрессий.

Keywords:
sedimentary section of the Perm region, distribution organic matter, probabilistic analysis, statistical criteria, epigenetic bitumoids, a complex geochemical criterion, probabilistic forecasts, oil and gas potential.

The aim of the study is to forecast the oil and gas potential of the sedimentary section in the Perm Region based on a developed geochemical criterion. A key aspect of the predictive assessment is the use of previous work on the differentiation of distribution organic matter (DOM) based on its composition and content of migratory bitumoids of the epigenetic type. The development of this comprehensive criterion involved the use of methods for statistical analysis of geochemical and bitumenological data. Regression analysis methods were used to develop models for predicting oil and gas content, including the presence of epigenetic bitumoids. Initially, individual models were constructed and analyzed. As an example of such a modeling approach, one characteristic of the distribution organic matter in rocks was chosen - the content of the insoluble residue (IR, %). The models obtained for the characteristics of IR, %, and all other indicators used demonstrated a high level of separation between the classes of epigenetic and syngenetic bitumoids, as confirmed by statistical significance criteria. To develop a complex probabilistic geochemical criterion that would consider all significant geochemical characteristics affecting the distribution of epigenetic bitumoids in rock, individual probabilities were used for the studied parameters. By analyzing various combinations of individual probabilities, it was determined that the most statistically valid approach to classifying epibitumoid groups is to utilize all parameters. Based on the developed model, values for the complex criterion (P_{epi}) were calculated for the entire dataset. The scheme for changing the values of the criterion obtained for the territory of the Perm Krai solves the task and reflects the prospects for oil and gas potential within the main tectonic regions of the region. Thus, the analysis showed a varying degree of intensity of DOM transformation processes within the studied area. The maximum level of epigenetic bitumoid development in the main oil and gas-bearing complexes of the sedimentary cover is typical of the Bashkirian arch, parts of the Babin saddle and the Byim-Kungur monocline, as well as in the southern part of the Upper Kama depression and within the Solikamsk and Yuryuzan-Sylva depressions.

Воеводкин Вадим Леонидович – кандидат геолого-минералогических наук, вице-президент по геологоразведке и разработке (e-mail: kin-3@ya.ru).
Галкин Владислав Игнатьевич – доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой «Геология нефти и газа» горно-нефтяного факультета (тел.: +007 (342) 219 80 17, e-mail: VGalkin@pstu.ru).
Козлова Инна Анатольевна – кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры «Геология нефти и газа» (тел.: +007 (342) 219 83 67, e-mail: ikozlova@pstu.ru). Контактное лицо для переписки.

Vadim L. Voevodkin (Author ID in Scopus: 26654577800) – PhD in Geology and Mineralogy, Vice President for Geological Exploration and Development (e-mail: kin-3@ya.ru).
Vladislav I. Galkin (Author ID in Scopus: 55418067700, ORCID: 0000-0003-4867-2298) – Doctor in Geology and Mineralogy, Professor, Head of the Department of Oil and Gas Geology (tel.: +007 (342) 219 80 00, e-mail: Vgalkin@pstu.ru).
Inna A. Kozlova (Author ID in Scopus: 37561646700, ORCID: 0009-0002-1052-2331) – PhD in Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Geology (tel.: +007 (342) 219 83 67, e-mail: ikozlova@pstu.ru). The contact person for correspondence.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:
Воеводкин, В.Л. О возможности прогнозирования нефтегазоносности по геохимическим характеристикам пород / В.Л. Воеводкин, В.И. Галкин, И.А. Козлова // Недропользование. – 2025. – Т.25, №3. – С. 137–142. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.3.1

Please cite this article in English as:
Voevodkin V.L., Galkin V.I., Kozlova I.A. The Possibility of Predicting Oil and Gas Potential based on the Geochemical Characteristics of Rocks. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2025, vol.25, no.3, pp. 137-142. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.3.1

Введение

Достоверный региональный и зональный прогноз нефтегазоносности, выполненный на основе изучения распределения и степени подвижности рассеянного органического вещества пород, является одним из компонентов эффективного осуществления поисково-разведочных работ на нефть и газ в пределах высокоизученных регионов. Ранее в работах авторов были выполнены вероятностно-статистические исследования и разработана технология дифференциации рассеянного органического вещества (РОВ) пород осадочного разреза участков Пермского края на сингенетичное, смешанное и эпигенетичное [1–4]. При выполнении анализа были использованы все имеющиеся геохимические определения, проведенные за большой период времени по основным стратиграфическим единицам и нефтегазоносным комплексам территории. В данном исследовании работы продолжены и направлены на решение вопроса о возможности использования проведенной дифференциации РОВ с целью прогноза наличия эпигенетических битумоидов как наиболее подвижных и способных к формированию залежей углеводородов (УВ) в целом по разрезу.

Данную задачу предлагается решить с помощью методов регрессионного анализа, способом построения индивидуальных вероятностных моделей [5–8]. Модели будут построены по геохимическим и битуминологическим характеристикам РОВ: содержание органического углерода – $С_{ОРГ}$, %; содержание органического вещества – ОВ, %; содержание хлороформенных – $Б_{ХЛ}$, %; петролейных – $Б_{ПЭ}$, %; спиртобензольных – $Б_{СБ}$, % битумоидов, %; содержание гуминовых кислот – ГумК, %; нерастворимый остаток – НО, %; коэффициент пересчета для $С_{ОРГ}$ – Кк, доли ед.; характеристики преобразования РОВ, включающие соотношение концентраций битумоидов $Б_{ХЛ}/Б_{СБ}$, битумоидный коэффициент – β, % [9–19].

Разработка вероятностных моделей

Методика построения вероятностных индивидуальных моделей прогноза проведена на примере показателя НО (%) – содержания в РОВ нерастворимого остатка в пределах всего осадочного разреза [20–37]. Первоначальным шагом анализа является определение интервалов варьирования значений параметра НО (%) в классах эпигенетичных и сингенетичных РОВ. По полученным гистограммам варьирования параметра, определяются частоты встречаемости и рассчитываются интервальные вероятности отнесения к эпигенетическим битумоидам – $P_{инт}$. Результаты полученного распределения значений величины НО (%) в классах РОВ приведены в табл. 1.

Анализируя распределение частот встречаемости значений показателя НО, %, в различных диапазонах его изменения, следует отметить, что при значении, меньшем 20 %, большая часть выборки попадает в класс эпигенетичных битумоидов. При анализе остальных интервалов от 20 до 100 % частота встречаемости определений параметра НО, %, характерных для сингенетичного РОВ, становится существенно выше, о чем говорят и значения рассчитанной величины интервальной вероятности отнесения к классу эпигенетичных РОВ – $P_{инт}$.

Для дальнейшего построения индивидуальных вероятностных моделей прогноза эпигенетичных РОВ определенные в каждом интервале значения $P_{инт}$ сопоставляются со средними интервальными значениями рассматриваемой характеристики (НО, %), строится уравнение регрессии и вычисляется парный коэффициент корреляции – r [38–42]. При построении индивидуальных вероятностных моделей обязательным является условие, при котором среднее значение вероятностей для класса эпигенетичных РОВ больше 0,5 доли ед., а для сингенетичных – меньше 0,5 доли ед. Адекватность построенных моделей определяется по уровню достигаемой статистической значимости ($p < 0,05$).

Далее в табл. 2 для всех исследуемых параметров РОВ приведены статистические характеристики и критерии, количественно оценивающие различие их средних значений в классах, а также линейные индивидуальные уравнения регрессии.

Оценка достоверности полученных моделей

Статистическая оценка построенных моделей и полученных значений вероятностей показывает, что для каждого типа РОВ получено уравнение, характеризующееся достигаемым уровнем значимости $p < 0,05$. Таким образом, все построенные модели являются рабочими и отражают способность выдавать прогнозную оценку принадлежности к эпибитумоидам. Среди анализируемых параметров РОВ, максимальной информативностью обладает величина битумоидного коэффициента – β, %, а минимальной, показатель, характеризующий содержание в РОВ гуминовых кислот – ГумК, %. При анализе моделей для дифференцированных классов РОВ также для всех показателей, кроме P (ГумК), значения индивидуальных вероятностей для эпигенетичного типа больше 0,5, а для сингенетичных – меньше 0,5. Для класса смешанных РОВ, также привлеченных к регрессионному анализу, значения индивидуальных вероятностей находятся в диапазоне значений между сингенетичными и эпигенетичными.

Кроме того, анализ уравнений показывает надежность работоспособности моделей, построенных с участием показателей, характеризующих подвижную часть РОВ: $Б_{пэ}$, $Б_{хл}$, $Б_{сб}$, $Б_{хл}/Б_{сб}$, β.

Примеры графического изображения построенных моделей по некоторым показателям приведены на рис. 1. Зависимость, полученная для показателя НО, %, является отрицательной, значения индивидуальной вероятности P (НО) изменяются от 0,001 до 0,751 доли ед. Для величины β, %, получена прямая зависимость, вероятностный параметр P (β) варьируется от 0,266 до 0,965 доли ед.

Таблица 1

Распределение параметра НО, %, в классах РОВ

Класс РОВ	Интервалы варьирования величины НО, %									
	0–10	10–20	20–30	30–40	40–50	50–60	60–70	70–80	80–90	90–100
Сингенетичные	0,290	0,081	0,055	0,052	0,032	0,032	0,042	0,035	0,065	0,316
Эпигенетичные	0,749	0,172	0,036	0,009	0,004	0,001	0,001	0,002	0,002	0,024
Значения $P_{инт}$	0,720	0,679	0,396	0,148	0,111	0,030	0,023	0,054	0,029	0,070

Таблица 2

Статистические характеристики параметров РОВ различного типа и индивидуальные вероятностные прогнозные модели

Показатели РОВ	Статистические характеристики показателей*			Статистические критерии; уров.знач $\frac{t}{p}$	Верхняя строка – уравнение вероятности принадлежности к классу эпигенетичных битумоидов; средняя – область применения модели; нижняя – диапазон изменения вероятности
	Эпигенетичные РОВ	Смешанные РОВ	Сингенетичные РОВ		
Кк, ед	1,300 ± 0,068 0,502 ± 0,137	1,293 ± 0,007 0,515 ± 0,141	1,302 ± 0,007 0,498 ± 0,038	-3,1700 0,001536	P(Кк) = 3,102 -2,00 Кк 1,176–1,430 0,242–0,750
НО, %	13,9 ± 26,9 0,646 ± 0,286	21,5 ± 31,1 0,589 ± 0,229	50,3 ± 39,5 0,373 ± 0,049	-16,7677 0,000000	P(НО) = 0,751–0,0075 НО 0,005–99,98 % 0,001–0,751
$С_{орг}$, %	0,51 ± 1,08 0,501 ± 0,009	0,59 ± 1,41 0,500 ± 0,003	1,40 ± 4,38 0,498 ± 0,027	-4,5699 0,000005	$P(С_{орг})$ = 0,502–0,0022 $С_{орг}$ 0,005–97,09 % 0,288–0,502
ОВ, %	0,61 ± 1,35 0,501 ± 0,009	0,75 ± 1,77 0,500 ± 0,003	1,81 ± 5,60 0,498 ± 0,001	-4,6579 0,000003	P(ОВ) = 0,502- 0,0017 ОВ 0,006–99,85 % 0,332–0,502
$Б_{пэ}$, %	0,039 ± 0,171 0,502 ± 0,004	0,009 ± 0,028 0,499 ± 0,004	0,002 ± 0,010 0,498 ± 0,024	3,2761 0,001062	$P(Б_{пэ})$ = 0,498 + 0,0958 $Б_{ПЭ}$ 0,00–5,00 % 0,498–0,977
$Б_{хл}$, %	0,479 ± 0,124 0,509 ± 0,006	0,179 ± 0,460 0,495 ± 0,021	0,048 ± 0,065 0,489 ± 0,003	13,4940 0,00000	$P(Б_{хл})$ = 0,487 + 0,0468$Б_{хл}$ 0,00–10,00 % 0,487–0,955
$Б_{сб}$, %	0,241 ± 0,506 0,504 ± 0,013	0,182 ± 0,377 0,500 ± 0,025	0,085 ± 0,111 0,494 ± 0,006	8,9490 0,000000	$P(Б_{сб})$ = 0,489 + 0,0658 $Б_{СБ}$ 0,00–5,00 % 0,489–0,818
ГумК, %	0,0001 ± 0,008 0,500 ± 0,001	0,001 ± 0,008 0,500 ± 0,001	0,011 ± 0,011 0,500 ± 0,005	-2,0013 0,045427	P(ГумК) = 0,501–0,0098 ГумК 0,00–5,9 % 0,443–0,501
$Б_{хл}/Б_{сб}$, доли ед.	1,985 ± 3,754 0,502 ± 0,006	1,040 ± 0,833 0,498 ± 0,005	0,617 ± 1,200 0,495 ± 0,027	18,22383 0,000000	$P(Б_{хл}/Б_{сб})$ = 0,492 + 0,00579$Б_{хл}/Б_{сб}$ 0,005–76,00 0,492–0,872
β, %	60,81 ± 22,72 0,691 ± 0,033	22,56 ± 3,83 0,423 ± 0,027	4,84 ± 4,71 0,299 ± 0,036	88,2611 0,00000	P(β) = 0,266 + 0,00699 β 0,009–100,0 % 0,266–0,965

Примечание: * – в числителе – средние значения показателей РОВ и стандартное отклонение, в знаменателе – среднее значение индивидуальных вероятностей и стандартное отклонение.

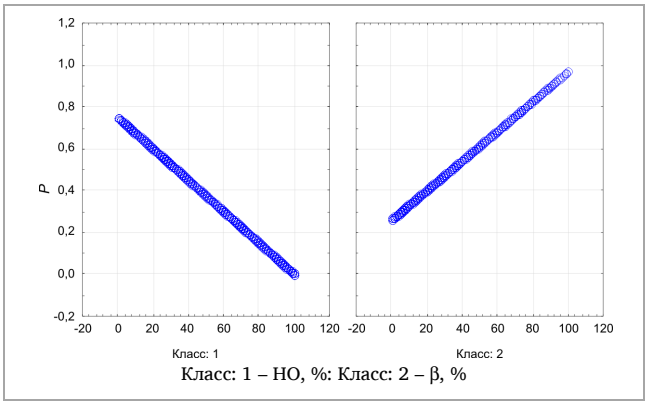


Рис. 1. Зависимости индивидуальных вероятностей P(НО) и P(β) от величин НО, %, и β, %

На следующем этапе исследования был вычислен критерий $P_{эпи}$, для комплексного использования сочетания разработанных индивидуальных вероятностей по каждому отдельному параметру РОВ [43, 44]. Комплексный критерий вычислен по следующей формуле:

$$P_{эпи} = \frac{\prod P_{эпиi}}{\prod P_{эпиi} + \prod (1 - P_{эпиi})},$$

где $P_{эпи\ i}$ – соответственно индивидуальные вероятности, определенные ранее: P (Кк), P (НО), P ($С_{орг}$), P (ОВ), $P(Б_{ПЭ})$, $P(Б_{хл})$, $P(Б_{СБ})$, P(ГумК), $P(Б_{хл}/Б_{сб})$, P(β).

При вычислении комплексного критерия $P_{эпи}$ используется сочетание вероятностей, при котором средние значения вероятностей максимально различны в изучаемых классах при равном значении количества используемых параметров – m (табл. 3).

На основании данных табл. 3 построены графики зависимостей вероятностного критерия $P_{эпи}(m)$ от различных сочетаний индивидуальных вероятностей с учетом классов РОВ.

Анализ графических зависимостей изменения средних значений вероятностного критерия при увеличении m от 1 до 10 показывает, что для эпигенетичных РОВ происходит увеличение, а для сингенетичных РОВ уменьшение значений $P_{эпи}$ (m), это свидетельствует, что процессы преобразования разных типов РОВ характеризуются определенными геолого-геохимическими условиями. Для смешанных РОВ значения $P_{эпи}$ (m) изменяются в незначительно, в интервале от 0,42 до 0,52 доли ед. (рис. 2). Таким образом, наиболее высокие статистические характеристики наблюдаются при использовании всех (m = 10) индивидуальных вероятностей геохимических показателей РОВ.

Таким образом, исследовав индивидуальные вероятности принадлежности каждого геохимического параметра к классу эпигенетичных РОВ, был разработан комплексный вероятностный критерий $P_{эпи}$, который позволяет на вероятностном уровне оценить распределение по площади наиболее подвижных эпибитумоидов.

Таблица 3

Значения вероятностей при различных значениях *m* и типов РОВ

Индивидуальные вероятности	Сочетание индивидуальных вероятностей *m*, кол-во									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
P (Кк)										+
P (НО)		+	+	+	+	+	+	+	+	+
P ($С_{орг}$)								+	+	+
P (ОВ)							+	+	+	+
P ($Б_{ПЭ}$)						+	+	+	+	+
P ($Б_{ХЛ}$)			+	+	+	+	+	+	+	+
P ($Б_{СБ}$)					+	+	+	+	+	+
P (ГумК)									+	+
P ($Б_{ХЛ}/Б_{СБ}$)				+	+	+	+	+	+	+
P (β)	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Средн.знач. $P_{эпи}$ для синген. РОВ	0,299	0,252	0,252	0,250	0,247	0,236	0,236	0,237	0,237	0,229
Средн.знач. $P_{эпи}$ для смеш. РОВ	0,425	0,526	0,523	0,521	0,519	0,512	0,505	0,501	0,502	0,503
Средн.знач. $P_{эпи}$ для эпиген. РОВ	0,696	0,773	0,774	0,775	0,777	0,778	0,778	0,779	0,779	0,780

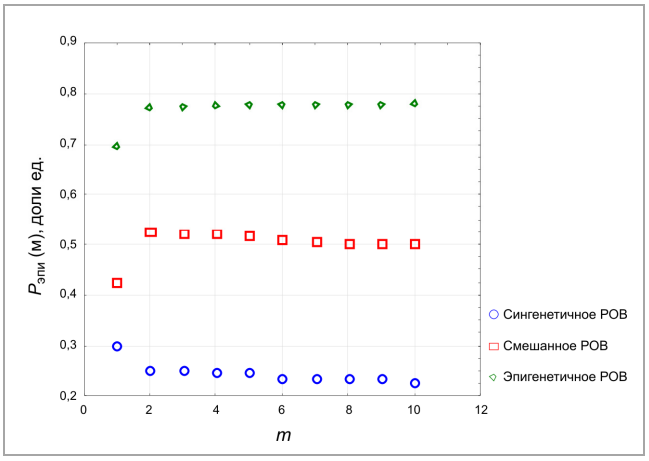


Рис. 2. Зависимости значений вероятностного комплексного критерия $P_{эпи}$ *(m)* от количества используемых параметров *m*

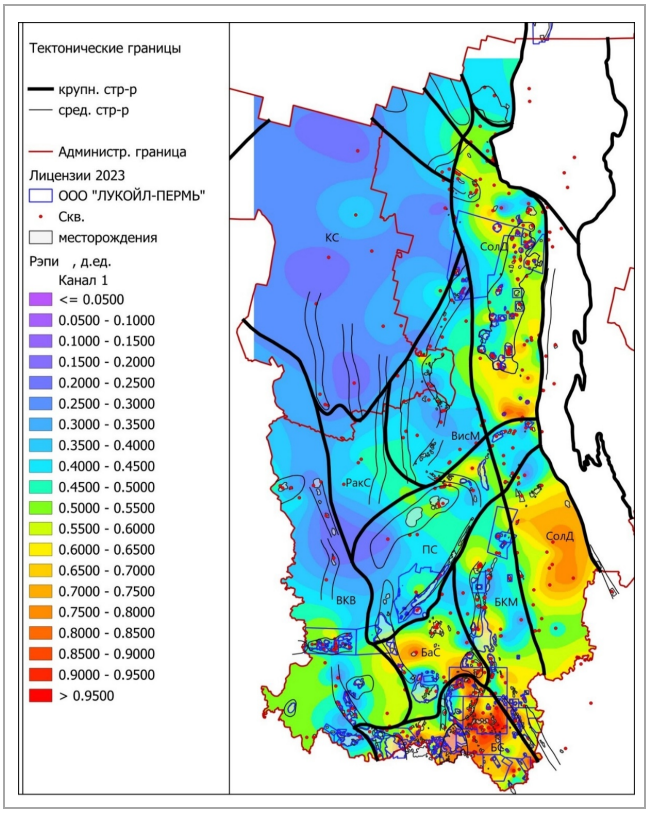


Рис. 3. Схема распределения вероятностного критерия $P_{эпи}$

Заключение и практическое применение

Как следует из проведенного анализа, процессы преобразования РОВ в целом на территории Пермского края происходили с различной степенью интенсивности. Схема изменения значений $P_{эпи}$ по территории Пермского края приведена на рис. 3. Диапазон изменения вероятностного критерия $P_{эпи}$ меняется от минимальных значений меньших 0,05 доли ед., на северо-западе до значений, выше 0,95 доли ед. на юге территории. С наибольшей степенью интенсивности эти процессы протекали на всей территории Башкирского свода, некоторых частях Бабкинской седловины и Бымско-Кунгурской моноклинали и в южной части Верхнекамской впадины на территории платформы. Менее интенсивно данные процессы проходили в разрезах северной части Верхнекамской впадины, Пермского свода, Висимской моноклинали и Камского свода. В пределах Предуральского краевого прогиба процессы дифференциации РОВ проходили с высокой степенью интенсивности, и площадь распространения эпигенетичных битумоидов обширна на территориях Соликамской и Юрюзано-Сылвенской депрессий.

Построенную схему изменения значений вероятностного критерия $P_{эпи}$ можно использовать при разработке вероятностно-статистических моделей зонального и локального прогноза нефтегазоносности Пермского края, также она может быть использована при выборе лицензий для проведения геологоразведочных работ на данной территории.

Библиографический список

1. 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.
2. Воеводкин, В.Л. Оценка дифференциации рассеянного органического вещества северной части Башкирского свода / В.Л. Воеводкин, П.О. Чалова, В.И. Галкин // Нефтяное хозяйство. – 2024. – № 6. – С. 8–12. DOI: 10.24887/0028-2448-2024-6-8-12.

3. Воеводкин, В.Л. К вопросу о дифференциации рассеянного органического вещества верхнедевонско-турнейской толщи территории Пермского края / В.Л. Воеводкин // Недропользование. – 2024. – Т. 24, № 1. – С. 10–17. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.1.2.
4. Organic geochemistry, oil-source rock, and oil-oil correlation study in a major oilfield in the Middle East / M. Safaei-Farouji, M.R. Kamali, H. Rahimpour-Bonab, T. Gentzis, B. Liu, M. Ostadhassan // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Vol. 207. – P. 109074. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109074.
5. Кузнецова, Е.А. Использование вероятностно-статистических методов для анализа формирования генерационного потенциала глубокопогруженных отложений Верхнепечорской впадины / Е.А. Кузнецова, В.И. Галкин // Вестник Пермского университета. Геология. – 2023. – Т. 22, № 4. – С. 376–389. DOI: 10.17072/psu.geol.22.4.376.
6. Технология исследования геохимических параметров органического вещества керогенонасыщенных 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.
7. Решение региональных задач прогнозирования нефтеносности по данным геолого-геохимического анализа рассеянного органического вещества пород доманикового типа / В.И. Галкин, И.А. Козлова, М.А. Носов, С.Н. Кривощеков // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 1. – С. 21–23.
8. Organic structural properties of kerogen as predictors of source rock type and hydrocarbon potential / T.L. Longbottom, W.C. Hockaday, K.S. Boling, G. Li, Y. Letourmy, H. Dong, S.I. Dworkin // Fuel. – 2016. – Vol. 184. – P. 792–798. DOI: 10.1016/j.fuel.2016.07.066.
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.
10. Modeling of the whole hydrocarbon-generating process of sapropelic source rock / J. Li, W. Ma, Y. Wang, D. Wang, Z. Xie, Z. Li, C. Ma // Petroleum Exploration and Development. – 2018. – Vol. 45, iss. 3. – P. 461–471. DOI: 10.1016/S1876-3804(18)30051-X.
11. 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.
12. Скибицкая, Н.А. Массовый анализ компонентного состава битумоидов / Н.А. Скибицкая, Е.Г. Доманова, Т.А. Пуго // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. – 2010. – № 1 (1). – С. 17.
13. Behar, F. Rock-Eval 6 Technology: Performances and Developments / F. Behar, V. Beaumont, H. Penteado // Oil & Gas Science and Technology-revue De L Institut Francais Du Petrole. – 2001. – Vol. 56. – P. 111–134.
14. Goncalves, P.A. Organic Petrology and Thermal Maturity of Dispersed Organic Matter from the Ramalhal-1 Well (Lusitanian Basin, Portugal) / P.A. Goncalves, J.G. Mendonca Filho, D. Flores // Minerals. – 2021. – Vol. 11. – P. 1415. DOI: 10.3390/min11121415.
15. Основные результаты изучения органического вещества и УВ-флюидов Адакской площади / В.Н. Данилов, Л.В. Огданец, И.Р. Макарова [и др.] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6, № 2. – С. 27.
16. Liu, B. SEM petrography of dispersed organic matter in black shales: A review / B. Liu, M. Mastalerz, J. Schieber // Earth-Science Reviews. – 2022. – Vol. 224. – P. 103874. DOI: 10.1016/j.earscirev.2021.103874.
17. Макарова, И.Р. Новые данные о составе органического вещества доманикоидных отложений силура Калининградской области / И.Р. Макарова, А.А. Отмас, А.А. Суханов // Вестник института геологии Коми НЦ Уро РАН. – 2012. – № 12 (216).
18. Schimmelmann, A. Hydrogen isotopic (D/H) composition of organic matter during diagenesis and thermal maturation / A. Schimmelmann, A.L. Sessions, M. Mastalerz // Annual Review of Earth and Planetary Sciences. – 2006. – Vol. 34. – P. 501–533. DOI: 10.1146/annurev.earth.34.031405.125011
19. Potential petroleum source rocks in a tertiary sequence of the Eastern Venezuelan Basin / K. Quintero, G. Monaco, L. Lopez, S. Monaco, G. Escobar, M.C.R. Peralba, N. Franco, W. Kalkreuth // Journal of South American Earth Sciences. – 2012. – Vol. 37. – P. 256–265, DOI: 10.1016/j.jsames.2012.03.002.
20. 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.
21. Татаринов, И.А. Вероятностно-статистическая оценка зональной нефтегазоносности Пермского свода по геохимическим критериям / И.А. Татаринов // Недропользование. – 2022. – Т. 22, № 1. – С. 2–8. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.1.1. – EDN PAFGLH.
22. 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.
23. Геологические условия и модель формирования битумоидов в районе Фреско западного сектора бассейна Кот-д'Ивуар / Б.Б. Дико Мухамаду, Р.А. Щеколдин, Т.В. Дмитриева, А.И. Шапиро // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2022. – Т. 17, № 3. DOI: 10.17353/2070-5379/30_2022.
24. Geochemistry and petrology of palaeocene coals from Spitzbergen – Part 2: Maturity variations and implications for local and regional burial models / C. 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
25. Геохимическая характеристика пород юрской карбонатной формации Бухаро-Хивинского региона / Г.С. Абдуллаев, С.А. Рубцова, Ю.Ч. Мирсаидова, Н.М. Акрамова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 1. – С. 51–54.
26. Красноярова, Н.А. Особенности состава органического вещества мезозоя юго-востока Западной Сибири (параметрические скважины Восток-1, Восток-3, Вездеходная-4) / Н.А. Красноярова, О.В. Серебренникова, С.П. Зайцев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 4. – С. 37–43.
27. Перспективы нефтегазоносности доманиковой формации Тимано-Печорской Провинции / А.В. Габнасыров, И.С. Путилов, С.Ю. Корякин, Е.Е. Винокурова, Н.Е. Гаврилова, А.Л. Южаков // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 4. – С. 37–43.
28. Генерационный потенциал органического вещества пород баженовской свиты юго-востока Западной Сибири (Томская область) / И.В. Гончаров, С.В. Фадеева, В.В. Самойленко [и др.]. – Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 1216.
29. Типы и катагенез органического вещества баженовской свиты и ее возрастных аналогов / И.В. Гончаров [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2016. – Т. 10. – С. 20–25.
30. Зубков, М.Ю. Нефтегенерационные свойства различных типов пород, содержащих органическое вещество / М.Ю. Зубков // Уральский геологический журнал. – 2022. – № 5 (149). – С. 3–48.
31. Катагенез органического вещества пород баженовской свиты юго-востока Западной Сибири (Томская область) / И.В. Гончаров, В.В. Самойленко, Н.В. Обласов, С.В. Фадеева // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 10. – С. 32–37.
32. Глубинное строение и перспективы нефтегазоносности протерозойского комплекса осадочного чехла Восточно-Европейской платформы / С.Е. Башкова, Е.Е. Кожевникова, Ю.А. Яковлев [и др.] // Геотектоника. – 2023. – № 4. – С. 82–102. DOI: 10.31857/S0016853X23040033.
33. Геохимия органического вещества отложений карбонатного девона Южно-Татарского свода / А.Ю. Орлова, Р.С. Хисамов, В.Г. Базаревская [и др.] // Георесурсы. – 2021. – Т. 23, № 2. – С. 87–98. DOI: 10.18599/grs.2021.2.8.
34. Парфенова, Т.М. Новые сведения о геохимии органического вещества пород куонамского комплекса нижнего и среднего кембрия Лено-Амгинского междуречья (юго-восток Сибирской платформы) / Т.М. Парфенова // Геохимия. – 2018. – № 5. – С. 448–460. DOI: 10.7868/S0016752518050035.
35. Оценка перспектив нефтегазоносности юга Пермского края по органо-геохимическим данным / В.И. Галкин, И.А. Козлова, С.Н. Кривощеков [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 7. – С. 32–35. – EDN TZHQEN.
36. Козлова, И.А. Перспективы нефтегазоносности доманикоидных отложений Республики Башкортостан / И.А. Козлова, М.А. Четина, М.Э. Мерсон // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 11. – С. 16–22.
37. Мелкишев, О.А. Статистическое обоснование аналогов при вероятностной оценке плотности начальных суммарных ресурсов нефти (на примере визейского терригенного нефтегазового комплекса на территории Пермского края) / О.А. Мелкишев // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 6. – С. 48–51. EDN VZYDND.
38. Путилов, И.С. Морфологические закономерности распределения нефтяных и газовых месторождений на территории Пермского края / И.С. Путилов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2012. – № 8. – С. 28–34. EDN PBRKKV.
39. Geological and Geochemical Conditions of Hydrocarbon Formation in the Aryskum Depression of the South Turgay Basin / R. Madisheva, A. Maussymbayeva, B. Uspensky [et al.] // Труды университета. – 2024. – No. 2 (95). – P. 182–188. DOI: 10.52209/1609-1825_2024_2_182. EDN JPAAUH.
40. Justwan, H. Quantitative hydrocarbon potential mapping and organofacies study in the Greater Balder area, Norwegian North Sea / H. Justwan, B. Dahl // APetroleum Geology, Northwest Europe and Global Prospective e Proceedings of the 6th Petroleum Geology Conference / A.G. Dore, A. Vinino (Eds.). – 2005. – P. 1317- 1329.
41. Screening techniques for source rock evaluation / M.L. Bordenave, J. Espitalie, J.L. Leplat, M. Vandenbroucke // Applied Petroleum Geochemistry / M.L. Bordenave (ed.). – 1993. – P. 217–278.
42. К вопросу о нефтематеринских толщах (некоторые современные аспекты осадочно-миграционной теории нафтидогенеза / Г.Н. Гордадзе, М.В. Гируц, А.А. Юсупова, Е.В. Козлова, О.В. Постникова // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – 2021. – № 3. – С. 59–67.
43. Dieckmann, V. Modelling petroleum formation from heterogeneous source rocks: The influence of frequency factors on activation energy distribution and geological prediction / V. Dieckmann // Marine and Petroleum Geology. – 2005. – Vol. 22. – P. 375–390.
44. Галкин, В.И. Разработка комплексного геохимического критерия, определяющего распределение суммарной нефтегазоносности разреза Соликамской депрессии / В.И. Галкин, В.Л. Воеводкин, К.В. Костарева // Недропользование. – 2024. – Т. 24, № 2. – С. 58–64. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.2.2.

References

1. 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
2. Voevodkin V.L., Chalova P.O., Galkin V.I. Otsenka differentsiatsii rasseiannogo organicheskogo veshchestva severnoi chasti Bashkirskogo svoda [Assessment of dispersed organic matter differentiation in the northern part of the Baskhirsky arch]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2024, no. 6, pp. 8-12. DOI: 10.24887/0028-2448-2024-6-8-12.
3. 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
4. Safaei-Farouji M., Kamali M.R., Rahimpour-Bonab H., Gentzis T., Liu B., Ostadhassan M. Organic geochemistry, oil-source rock, and oil-oil correlation study in a major oilfield in the Middle East. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 207, 109074 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109074

5. Kuznetsova E.A., V.I. Galkin Ispol'zovanie veroiatnostno-statisticheskikh metodov dlia analiza formirovaniia generatsionnogo potentsiala glubokopogruzhennykh otlozhenii Verkhnepechorskoi vpadiny [The use of probabilistic and statistical methods to analyze the formation of the generation potential of deeply buried sediments of Upper Pechora basin]. *Vestnik Permskogo universiteta. Geologiia*, 2023, vol. 22, no. 4, pp. 376-389. DOI: 10.17072/psu.geol.22.4.376
6. 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. Geologiia*, 2015, no. 5, pp. 44-53.
7. Galkin V.I., Kozlova I.A., Nosov M.A., Krivoshchekov S.N. Reshenie regional'nykh zadach prognozirovaniia neftenosnosti po dannym 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.
8. Longbottom T.L., Hockaday W.C., Boling K.S., Li G., Letourmy Y., Dong H., Dworkin S.I. Organic structural properties of kerogen as predictors of source rock type and hydrocarbon potential. *Fuel*, 2016, vol. 184, pp. 792-798. DOI: 10.1016/j.fuel.2016.07.066
9. Zav'ialova 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. Geologiia*, 2018, no. 6, pp. 57-73. DOI: 10.33623/0579-9406-2018-6-57-73
10. Li J., Ma W., Wang Y., Wang D., Xie Z., Li Z., Ma C. Modeling of the whole hydrocarbon-generating process of sapropelic source rock. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, vol. 45, iss. 3, pp. 461-471. DOI: 10.1016/S1876-3804(18)30051-X
11. Raznitsyn A.V., Melkishev O.A. Izuchenie liuminestsentno-bituminologicheskikh kharakteristik organicheskogo veshchestva otlozhenii domanikovogo tipa na territorii Permskogo kraia [The study of luminescent-bitumen characteristics of organic substances of Domanik type deposits in the Perm region]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiia. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2019, vol. 19, no. 1, pp. 15-25. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.1.2
12. Skibitskaia N.A., Domanova E.G., Pugo T.A. Massovyi analiz komponentnogo sostava bitumoidov [The mass analysis of bitumoid component composition]. *Georesursy, geoenergetika, geopolitika*, 2010, no. 1 (1), 17 p.
13. Behar F., Beaumont V., Penteado H. Rock-Eval 6 Technology: Performances and Developments. *Oil & Gas Science and Technology-revue De L Institut Francais Du Petrole*, 2001, vol. 56, pp. 111-134.
14. Goncalves P.A., Mendonca Filho J.G., Flores D. Organic Petrology and Thermal Maturity of Dispersed Organic Matter from the Ramalhal-1 Well (Lusitanian Basin, Portugal). *Minerals*, 2021, vol. 11, 1415 p. DOI: 10.3390/min11121415
15. Danilov V.N., Ogdanets L.V., Makarova I.R. et al. Osnovnye rezul'taty izucheniia organicheskogo veshchestva i UV-fliuidov Adakskoi ploshchadi [Adak area - main results of organic matter and hydrocarbon fluids study]. *Neftegazovaia geologiia. Teoriia i praktika*, 2011, vol. 6, no. 2, 27 p.
16. Liu B., Mastalerz M., Schieber J. SEM petrography of dispersed organic matter in black shales: A review. *Earth-Science Reviews*, 2022, vol. 224, 103874 p. DOI: 10.1016/j.earscirev.2021.103874
17. Makarova I.R., Otmas A.A., Sukhanov A.A. Novye dannye o sostave organicheskogo veshchestva domanikoidnykh otlozhenii silura Kaliningradskoi oblasti [The new records on the composition of the organic matter extracted from Silurian Domanicoid deposit rocks sampled in Kaliningrad region (Russia)]. *Vestnik instituta geologii Komi nauchnogo tsentra Ural'skogo otdeleniia Rossiiskoi akademii nauk*, 2012, no. 12 (216).
18. Schimmelmann A., Sessions A.L., Mastalerz M. Hydrogen isotopic (D/H) composition of organic matter during diagenesis and thermal maturation. *Annual Review of Earth and Planetary Sciences*, 2006, vol. 34, pp. 501-533. DOI: 10.1146/annurev.earth.34.031405.125011
19. Quintero K., Monaco G., Lopez L., Monaco S., Escobar G., Peralba M.C.R., Franco N., Kalkreuth W. Potential petroleum source rocks in a tertiary sequence of the Eastern Venezuelan Basin. *Journal of South American Earth Sciences*, 2012, vol. 37, pp. 256-265, DOI: 10.1016/j.jsames.2012.03.002.
20. Chalova P.O. Primenenie kharakteristik rasseiannogo organicheskogo veshchestva porod dlia zonal'nogo prognoza neftegazonosnosti severnoi chasti Bashkirskogo svoda [Application of dispersed organic matter characteristics of rocks for zonal prediction of oil and gas potential on the northern part of the Baskir arch]. *Nedropol'zovanie*, 2024, vol. 24, no. 3, pp. 112-119. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.3.2
21. Tatarinov I.A. Veroiatnostno-statisticheskaia otsenka zonal'noi neftegazonosnosti Permskogo svoda po geokhimicheskim kriteriiam [Probabilistic and Statistical Assessment of Zonal Oil and Gas Potential of the Perm Arch based on Geochemical Criteria]. *Nedropol'zovanie*, 2022, vol. 22, no. 1, pp. 2-8. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.1.1. EDN PAFGLH.
22. Krutenko M.F., Isaev V.I., Korzhov Iu.V., Osipova E.N. Ochagi generatsii i zalezhi «paleozoiskoi» nefti 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
23. Diko Mukhamadu B.B., Shchekoldin R.A., Dmitrieva T.V., Shapiro A.I. Geologicheskie usloviia i model' formirovaniia 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]. *Neftegazovaia geologiia. Teoriia i praktika*, 2022, vol. 17, no. 3. DOI: 10.17353/2070-5379/30_2022
24. 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
25. Abdullaev G.S., Rubtsova S.A., Mirsaidova Iu.Ch., Akramova N.M. Geokhimicheskaia kharakteristika porod iurskoi karbonatnoi formatsii Bukharo-Khivinskogo regiona [Geochemical characteristic of rocks of Jurassic carbonaceous deposits of Bukhara-Khiva region]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2011, no. 1, pp. 51-54.
26. Krasnoiarova N.A., Serebrennikova O.V., Zaitsev S.P. Osobennosti sostava organicheskogo veshchestva mezozoia iugo-vostoka Zapadnoi Sibiri (parametricheskie skvazhiny Vostok-1, Vostok-3, Vezdekhodnaia-4) [Peculiarities of Mesozoic organic matter composition in the South-Eastern region the West Siberia (Vostok-1, Vostok-3, Vezdekhodnaya-4 stratigraphic wells)]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2011, no. 4, pp. 37-43.
27. Gabnasyrov A.V., Putilov I.S., Koriakin S.Iu., Vinokurova E.E., Gavrilova N.E., Iuzhakov A.L. Perspektivy neftegazonosnosti domanikovoi formatsii Timano-Pechorskoi Provintsii [Oil and gas potential of Domanik horizon of the Timan-Pechora oil and gas province]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2011, no. 4, pp. 37–43.
28. Goncharov I.V., Fadeeva S.V., Samoilenko V.V. et al. Generatsionnyi potentsial organicheskogo veshchestva porod bazhenovskoi svity iugo-vostoka Zapadnoi Sibiri (Tomskaia oblast') [Generation potential of organic matter Bazhenov Formation rocks in the south-east of West Siberia (Tomsk region)]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no. 11, 1216 p.
29. Goncharov I.V. et al. Tipy i katagenez organicheskogo veshchestva bazhenovskoi svity i ee vozrastnykh analogov [Types of organic matter and catagenesis of the Bazhenov formation and its same-aged analogues]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2016, vol. 10, pp. 20-25.
30. Zubkov M.Iu. Neftegeneratsionnye svoistva razlichnykh tipov porod, soderzhashchikh organicheskoe veshchestvo [Oil-generating properties of different types of rocks containing organic matter]. *Ural'skii geologicheskii zhurnal*, 2022, no. 5 (149), pp. 3-48.
31. Goncharov I.V., Samoilenko V.V., Oblasov N.V., Fadeeva S.V. Katagenez organicheskogo veshchestva porod bazhenovskoi svity iugo-vostoka Zapadnoi Sibiri (Tomskaia oblast') [Catagenesis of organic matter Bazhenov Formation rocks in the south-east of West Siberia (Tomsk region)]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 10, pp. 32-37.
32. Bashkova S.E., Kozhevnikova E.E., Iakovlev Iu.A. et al. Glubinnoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti proterozoiskogo kompleksa osadochnogo chekhla Vostochno-Evropeiskoi platformy [The deep structure of the Proterozoic complex of the sedimentary cover of the East European platform: oil and gas potential]. *Geotektonika*, 2023, no. 4, pp. 82-102. DOI: 10.31857/S0016853X23040033
33. Orlova A.Iu. Khisamov, R.S., Bazarevskaia V.G. et al. Geokhimiia organicheskogo veshchestva otlozhenii karbonatnogo devona Iuzhno-Tatarskogo svoda [Geochemistry of organic matter in carbonate Devonian sediments of the South Tatar arch]. *Georesursy*, 2021, vol. 23, no. 2, pp. 87-98. DOI: 10.18599/grs.2021.2.8
34. Parfenova T.M. Novye svedeniia o geokhimii organicheskogo veshchestva porod kuonamskogo kompleksa nizhnego i srednego kembriia Leno-Amginskogo mezhdurech'ia (iugo-vostok Sibirskoi platformy) [New geochemical data on the organic matter in rocks of the Lower and Middle Cambrian Kuonamka complex, the Lena–Amga interfluve area, Southeastern Siberian platform]. *Geokhimiia*, 2018, no. 5, pp. 448–460. DOI: 10.7868/S0016752518050035
35. Galkin V.I., Kozlova I.A., Krivoshchekov S.N. et al. Otsenka perspektiv neftegazonosnosti iuga Permskogo kraia po organo-geokhimicheskim dannym [Estimation of petroleum potential prospects in the South of Perm territory on the basis of organic-geochemical data]. *Neftepromyslovoe delo*, 2015, no. 7, pp. 32-35. EDN TZHQEN.
36. Kozlova I.A., Chetina M.A., Merson M.E. Perspektivy neftegazonosnosti domanikoidnykh otlozhenii Respubliki Bashkortostan [Oil and gas potential prospects of the Domanicoid deposits of Bashkortostan Republic]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2017, no. 11, pp. 16-22.
37. Melkishev O.A. Statisticheskoe obosnovanie analogov pri veroiatnostnoi otsenke plotnosti nachal'nykh summarnykh resursov nefti (na primere vizeiskogo terrigennogo neftegazovogo kompleksa na territorii Permskogo kraia) [Statistical substantiation of analogs in case of probabilistic estimation of density of initial total oil reserves (Visean terrigenous oil and gas complex in Perm region is taken as an example)]. *Neftepromyslovoe delo*, 2016, no. 6, pp. 48-51. EDN VZYDND.
38. Putilov I.S. Morfologicheskie zakonomernosti raspredeleniia neftianykh i gazovykh mestorozhdenii na territorii Permskogo kraia [Morphological regularities of oil and gas fields distribution in Perm territory]. *Avtomatizatsiia, telemekhanizatsiia i sviaz' v neftianoi promyshlennosti*, 2012, no. 8, pp. 28-34. EDN PBRKKV.
39. Madisheva R., Maussymbayeva A., Uspensky B. et al. Geological and Geochemical Conditions of Hydrocarbon Formation in the Aryskum Depression of the South Turgay Basin. *Trudy universiteta*, 2024, no. 2 (95), pp. 182-188. DOI: 10.52209/1609-1825_2024_2_182. EDN JPAAUH.
40. Justwan H., Dahl B. Quantitative hydrocarbon potential mapping and organofacies study in the Greater Balder area, Norwegian North Sea. *APetroleum Geology, Northwest Europe and Global Prospective e Proceedings of the 6th Petroleum Geology Conference*. Dore A.G., Vinino A. (Eds.), 2005, pp. 1317-1329.
41. Bordenave M.L., Espitalie J., Leplat J.L., Vandenbroucke M. Screening techniques for source rock evaluation. *Applied Petroleum Geochemistry*. Bordenave M.L. (ed.), 1993, pp. 217-278.
42. Gordadze G.N., Giruts M.V., Iusupova A.A., Kozlova E.V., Postnikova O.V. K voprosu o neftematerinskikh tolshchakh (nekotorye sovremennye aspekty osadochno-migratsionnoi teorii naftidogeneza [On the question of petroleum source rocks (modern aspects of the sedimentarymigration theory of naphthydogenesis)]. *Vestnik Moskovskogo universiteta. Geologiia*, 2021, no. 3, pp. 59-67. DOI: 10.33623/0579-9406-2021-3-59-67
43. Dieckmann V. Modelling petroleum formation from heterogeneous source rocks: The influence of frequency factors on activation energy distribution and geological prediction. *Marine and Petroleum Geology*, 2005, vol. 22, pp. 375-390. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2004.11.002
44. Galkin V.I., Voevodkin V.L., Kostareva K.V. Razrabotka kompleksnogo geokhimicheskogo kriteriia, opredeliaiushchego raspredelenie summarnoi neftegazonosnosti razreza Solikamskoi depressii [Development of a complex geochemical criterion that determines the distribution of the total oil and gas content of the Solikamsk Depression section]. *Nedropol'zovanie*, 2024, vol. 24, no. 2, pp. 58-64. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.2.2

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