

УДК 622 + 550.4:551.2

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2024

**К вопросу о дифференциации рассеянного органического вещества Верхнедевонско-Турнейской толщи территории Пермского края****В.Л. Воеводкин**

ПАО «ЛУКОЙЛ» (Российская Федерация, 101000 г. Москва, Сретенский бульвар, д. 11)

**On the Issue of Dispersed Organic Matter Differentiation in the Upper Devonian-Tournaisian Strata at the Perm Krai****Vadim L. Voevodkin**

PJSC LUKOIL (11, Sretensky Boulevard, Moscow, 101000, Russian Federation)

Получена / Received: 04.09.2023. Принята / Accepted: 29.02.2024. Опубликовано / Published: 31.03.2024

**Ключевые слова:**

химико-битуминологические характеристики, статистический анализ данных, Верхнедевонско-Турнейская толща, преобразование ров, нефтегенерирующий потенциал, дифференциация ров, доманиковый горизонт, эпигенетические битумоиды.

Рассматривается один из аспектов формирования углеводородного потенциала основной нефтегазоматеринской толщи (НГМТ) верхнедевонско-турнейского возраста в разрезе осадочного чехла территории Пермского края. Предметом изучения являются основные химико-битуминологические характеристики рассеянного органического вещества (РОВ) пород данной толщи. Выборка параметров, собранная для изучения толщи, содержит более чем 4300 определений. Основной целью исследования является дифференциация рассеянного органического вещества пород в зависимости от распределения величин битумоидного коэффициента и степени обогащенности толщ органическим углеродом. По условиям формирования верхнедевонско-турнейская толща пород характеризуется максимальным развитием на данной территории благоприятных геохимических фаций, в условиях которых происходит преобразование РОВ в углеводороды нефтяного ряда. Статистический анализ средних значений химико-битуминологических параметров подтвердил сингенетичность РОВ вмещающей породе с высокой степенью преобразованности и обогащенности миграционно-способными битумоидами, что позволяет считать данную толщу нефтегазогенерировавшей и обеспечившей формирование нефтегазоносности разреза. Далее, опираясь на фундаментальные исследования, в частности зависимость Успенского-Вассоевича, была впервые количественно обоснована дифференциация РОВ девонско-турнейской толщи на сингенетичное, смешанное и эпигенетичное. Исследуя выборку методами регрессионного и дискриминантного анализов, было показано, что выделенные типы РОВ, статистически различны по соотношению параметров  $C_{орг}$  и  $\beta$ , что доказывает их отношение к битумоидам различного типа. Для каждого выделенного типа РОВ в объеме стратиграфических подразделений основной НГМТ были также статистически установлены различные типы соотношений исследуемых параметров  $C_{орг}$  и  $\beta$ . В результате проведения исследований автором установлено индивидуальное процентное распределение типов РОВ для каждого горизонта верхнедевонско-турнейской нефтегазоматеринской толщи и статистически доказано их различие по соотношению  $C_{орг}$  и  $\beta$ , характеризующих индивидуальную интенсивность и направленность процессов преобразования битумоидов в микро-нефть. Установлено, что в этой толще максимально широким развитием эпигенетических битумоидов характеризуется собственно доманиковый горизонт.

**Keywords:**

chemical and bituminological characteristics, statistical data analysis, Upper Devonian-Tournaisian strata, dispersed organic matter transformation, oil-generating potential, dispersed organic matter differentiation, Domanik horizon, epigenetic bitumoids.

One of the aspects of the formation of the hydrocarbon potential of the main oil and gas source rock (OGSR) of Upper Devonian-Tournaisian age in the context of the sedimentary cover of the Perm Krai was considered. The subject of study was the basic chemical and bituminological characteristics of dispersed organic matter (DOM) of source rocks. The sample of parameters collected to study the thickness contained more than 4300 definitions. The main goal of the study was to differentiate the dispersed rocks organic matter depending on the distribution of bitumen coefficient values and the enrichment degree of strata with organic carbon. According to the conditions of formation, the Upper Devonian-Tournaisian rock was characterized by the maximum development in this territory of favorable geochemical facies, under the conditions of which the DOM transformation into petroleum hydrocarbons occurs. Statistical analysis of the average values of chemical and bituminological parameters confirmed the syngenetic nature of the DOM to the containing rock with a high degree of transformation and enrichment in migratory bitumens, which allowed considering this strata to generate oil and gas and ensured the formation of the oil and gas content. Further, based on fundamental research, in particular the Uspensky-Vassoevich relationship, the differentiation of DOM of the Devonian-Tournaisian formation into syngenetic, mixed and epigenetic was for the first time quantitatively substantiated. By studying the sample using regression and discriminant analysis methods, it was shown that the identified types of DOM were statistically different in the ratio of the parameters  $C_{org}$  and  $\beta$ , which proved their relationship to bitumen of different types. For each identified type of DOM within the stratigraphic units of the main OGSR, different types of relationships between the studied parameters  $C_{org}$  and  $\beta$  were also statistically established. As a result of the research, the author established the individual percentage distribution of DOM types for each horizon of the Upper Devonian-Tournaisian oil and gas source rock and statistically proved their difference in the ratio of  $C_{org}$  and  $\beta$ , which characterized the individual intensity and direction of converting bitumen into micro-oil. It was established that in this sequence the Domanik horizon itself was characterized by the widest development of epigenetic bitumen.

© **Воеводкин Вадим Леонидович** – кандидат геолого-минералогических наук, начальник Департамента промышленной безопасности, экологии и научно-технических работ (тел.: +007 (495) 627 44 44, e-mail: [vgalkin@pstu.ru](mailto:vgalkin@pstu.ru)).

© **Vadim L. Voevodkin** (Author ID in Scopus: 26654577800) – PhD in Geology and Mineralogy, Head of the Department of Industrial Safety, Ecology and Scientific and Technical Works (tel.: +007 (495) 627 44 44, e-mail: [vgalkin@pstu.ru](mailto:vgalkin@pstu.ru)).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

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

Please cite this article in English as:

Voevodkin V.L. On the issue of dispersed organic matter differentiation in the Upper Devonian-Tournaisian strata at the Perm Krai. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2024, vol.24, no.1, pp.10-17. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.1.2

## Введение

Осуществлены дифференциация и типизация рассеянного органического вещества (РОВ) пород верхнедевонско-турнейской толщи осадочного чехла Пермского края по степени преобладания в нем эпигенетических битумоидов (микронепти) как наиболее подвижной, миграционно способной части сингенетического РОВ. Данный геохимический критерий может являться дополнительным поисковым фактором для территорий с низкой степенью изученности, или для глубокозалегающих перспективных комплексов [1–4]. Объектом изучения являются химико-битуминологические показатели (более 4300 определений), оцененные в образцах, отобранных в скважинах, вскрывших верхнедевонско-турнейские отложения (*D3f2–C1t*) на территории Пермского Прикамья. Эти характеристики, по мнению автора, отражают процессы преобразования РОВ и генерации углеводородов (УВ) в данной толще [5, 6]. Для решения задачи дифференциации химико-битуминологические показатели исследовались методами статистического анализа. Среди показателей: нерастворимого остатка (Н.О.), органического углерода ( $C_{орг}$ ), органического вещества (ОВ), петролейных ( $B_{пэ}$ ), хлороформенных ( $B_{хл}$ ), спиртобензольных ( $B_{сб}$ ) битумоидов и гуминовых кислот (ГумК); коэффициенты: нейтральности ( $K_n$ ) и битумоидный ( $\beta$ ). Использование геохимических характеристик РОВ для решения задач прогноза нефтегазоносности различных интервалов разреза и территорий многократно исследовано учеными и изложено в трудах [7–11].

Генерационные и эмиграционные возможности толщ доманикового типа, каковой является верхнедевонско-турнейская (*D3f2–C1t*) на данной территории, не вызывают сомнений и подтверждены многими авторами [12–15]. Отложения верхнедевонско-турнейского возраста, обладающие максимальным нефтегазоматеринским потенциалом на территории Пермского края, развиты преимущественно в пределах некомпенсированной палеовпадины Камско-Кинельской системы (ККСП) [16–19]. По данным структурно-формационного анализа, выполненного исследователями разных лет (О.М. Мкртчян, Р.О. Хачатрян, И.К. Королук, В.Г. Кузнецов, А.А. Аксенов, Е.С. Ларская, С.Г. Неручев, Г.М. Парпарова, С.И. Ваксман, В.Н. Шаронов, Т.В. Белоконь и др.), данные отложения принято делить на две формации: 1) доманиковую, близкую к стратотипу и выделяющуюся в объеме семилукского (доманикового) горизонта верхнего девона, развитую в пределах некомпенсированной палеовпадины, и 2) доманикоидного типа, связанную с отложениями в целом депрессионных фаций в осевых частях ККСП от верхнефранских до турнейских [20–22]. В целом из истории формирования толщ можно отметить, что отложения франского яруса на территории Пермского края имеют повсеместное распространение, за исключением крайних северо-западных районов. Именно в это время большая часть территории края характеризовалась максимальным развитием относительно глубоководных фаций, благоприятных для накопления доманиковых отложений и их небитуминозных аналогов. Мощность отложений яруса составляет до 350 м. Распространение и мощность отложений фаменского яруса соответствует распределению геохимических фаций – мелководно-морской и относительно глубоководной, существовавшей в южной и восточной частях края, унаследованных от франского времени. Мощность отложений фаменского яруса в южных и юго-восточных районах увеличивается

до 500 м, что свидетельствует об углублении дна фаменского бассейна. В турнейское время вследствие существенного обмеления бассейна и сокращения областей глубоководного и мелководного шельфов геохимические обстановки накопления осадков были значительно хуже, чем для нижележащих отложений и степень преобразованности ОВ была достаточно низкой. В позднетурнейское время система некомпенсированных прогибов постепенно нивелируется вышележащими отложениями и прекращает свое существование. Таким образом, верхнедевонско-турнейская толща существовала в благоприятных геохимических обстановках для формирования нефтематеринских пород на стадии диагенеза [23–25].

В начале проведения исследований для всего комплекса отложений *D3f2–C1t* толщ был выполнен статистический анализ средних значений используемых показателей. Высокие средние значения концентраций в толще  $C_{орг}$  и РОВ, достигающие соответственно 0,98 и 1,12 %, характеризует ее как нефтегазоматеринскую [26, 27]. Соотношение средних концентраций битумоидов разного состава:  $B_{хл}$  – 0,217 %,  $B_{сб}$  – 0,181 % и  $B_{пэ}$  – 0,023 %, показывает, что верхнедевонско-турнейская толща отличается высокими концентрациями наиболее миграционно способных –  $B_{хл}$  и  $B_{сб}$  из них. Битумоиды, извлекаемые из РОВ петролейэфирными растворителями ( $B_{пэ}$ ), в этой толще составляют незначительную долю. Среднее содержание в толще небитуминозных компонентов (ГумК) невысоко и составляет 0,001 %. Содержание нерастворимого ОВ в толще относительно невысокое и составляет в среднем – 18,07 %. Коэффициент нейтральности ( $K_n$ ) для толщ в целом равен 1,25 ед., что позволяет говорить о преобладании в толще именно подвижных, миграционно способных битумоидов. Характеристика преобразованности РОВ, на которую указывает битумоидный коэффициент  $\beta$  для данной толщ равна 23,50 % что свидетельствует в большей степени о сингенетичности РОВ вмещающей нефтематеринской толщ. Таким образом, исследуемая толща относится к разряду нефтегазогенерирующих и, по мнению многих авторов, могла обеспечить нефтегазоносность всего разреза палеозоя в осадочном чехле Пермского края [28, 29].

### Обоснование выделения типов РОВ и исследование закономерностей соотношений параметров $C_{орг}$ и $\beta$ в целом для толщ

В основу проведения исследований степени дифференциации РОВ пород основной нефтегазогенерирующей толщ разреза Пермского Прикамья были положены фундаментальные исследования Н.Б. Вассоевича, В.А. Успенского, согласно которым соотношение между содержанием  $C_{орг}$  и величиной битумоидного коэффициента  $\beta$  является критерием разделения РОВ на син- и эпигенетичное [30, 31]. Для подготовки данных к количественной оценке все определения процентного содержания  $C_{орг}$  были сформированы от максимального до минимального значений и далее с использованием метода линейного регрессионного анализа в программе *Statistica* [31–33]. Последовательно, путем добавления в анализ значений параметров были построены линейные уравнения зависимости величины  $\beta$  от содержания  $C_{орг}$  (6522 модели), первая из которых строится на основании 3 значений, следующая модель получена при  $l = 4$ , и так далее до  $l = 6524$ . Графическое представление построенных моделей с учетом характера взаимоотношений параметров  $C_{орг}$  и  $\beta$

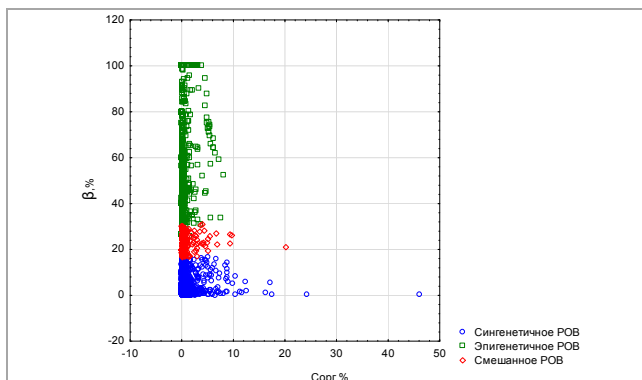


Рис. 1. Поле корреляции между параметрами  $C_{орг}$  и  $\beta$  с выделенными типами РОВ *D3f2-C1t* толщи

для верхнедевонско-турнейской толщи приведено на рис. 1. Установленный диапазон значений  $C_{орг}$  со статистически значимой обратной корреляцией с коэффициентом  $\beta$ , и является граничным значением между сингенетичным и эпигенетичным типами РОВ.

На поле корреляции цветом выделены три группы различных соотношений между параметрами  $C_{орг}$  и  $\beta$ , характеризующих дифференциацию РОВ пород данной толщи на сингенетичное, эпигенетичное и смешанное. Приведенный график характеризуется значительной нелинейностью и определенными закономерностями изменения значений  $\beta$  от  $C_{орг}$  на разных диапазонах изменения его концентраций  $C_{орг}$ . Это позволяет считать процесс преобразования РОВ в данной толще, с одной стороны, протекающим по общей схеме, с другой стороны, интенсивность процесса будет обусловлена различными концентрациями  $C_{орг}$  [35–38].

Выполним статистические исследования выделенных групп РОВ с целью доказательства его дифференциации на уровне исследуемой толщи в целом. Сравнение средних значений параметров  $C_{орг}$  и  $\beta$  по критерию Стьюдента  $t$  при заданном уровне значимости  $p \leq 0,05$  для трех выделенных типов РОВ приведено в табл. 1.

Количество данных, использованных для характеристики РОВ данной толщи пород, – одно из самых значительных и равномерно освещающих разрез всей территории Пермского края. В выделенных группах РОВ присутствует 56,33 % определений для сингенетичных, 15,25 % для смешанных и 28,41 % для эпигенетичных. Как показывает анализ в шести сравниваемых парах средних значений, статистически не различны только средние значения  $C_{орг}$  в двух парах РОВ: сингенетичные – смешанное и смешанное – эпигенетичное. По параметру  $\beta$  все средние значения различны, а максимальным уровнем различия характеризуются сингенетичные и эпигенетичные типы РОВ. Следовательно, выполненное разделение РОВ на три группы является статистически доказанным и верным.

Для оценки полученных связей между параметрами  $C_{орг}$  и  $\beta$  был проведен корреляционный анализ, позволяющий оценить тесноту полученных связей между параметрами [39, 40]. Уравнения строились для всей выборки и отдельно по выделенным типам РОВ. Построенные уравнения (табл. 2) показывают, что в целом для всей выборки РОВ установлена значимая обратная корреляционная связь (значение  $p \leq 0,05$ ), а в пределах выделенных типов РОВ имеются различия в соотношениях параметров. Для сингенетичного РОВ также получена обратная корреляционная, статистически не значимая связь между параметрами  $C_{орг}$  и  $\beta$ , а для смешанного и эпигенетичного РОВ корреляционные связи положительные, хотя статистически не значимые.

Таким образом, в целом для толщи *D3f2-C1t* с помощью линейного регрессионного анализа обоснована дифференциация РОВ на син- и эпигенетичное, а в выделенных типах РОВ установлены различия в средних значениях параметров  $C_{орг}$  и  $\beta$ . Результаты корреляционного анализа показали разнонаправленную связь между исследуемыми параметрами для разных типов РОВ. В целом для всей толщи и для сингенетичного типа РОВ установлены слабые отрицательные корреляционные связи, а для смешанного и эпигенетичного – слабые положительные, что соответствует существующим представлениям и зависимости Н.Б. Вассоевича.

### Обоснование выделения типов РОВ и исследование закономерностей соотношений параметров $C_{орг}$ и $\beta$ для стратиграфических единиц толщи

Далее по подобной схеме будет проведено исследование соотношений параметров  $C_{орг}$  и  $\beta$  более детально по стратиграфическим единицам верхнедевонско-турнейской толщи – саргаевский, доманиковский, мендымский горизонты, верхнефранский подъярус, фаменский и турнейский ярусы.

Соотношения между параметрами  $\beta$  и  $C_{орг}$  для всех стратиграфических единиц верхнедевонско-турнейской толщи в виде корреляционных полей приведены на рис. 2.

Как показывает полученное распределение, толща саргаевского возраста достаточно бедна по концентрации  $C_{орг}$  в породе. Для всех типов РОВ основное количество определений не превышает 1–2 %. Главным отличием построенного соотношения для доманикового горизонта является распределение параметра  $C_{орг}$ . Для всех типов РОВ отмечается значительный диапазон изменения этого параметра. Основная масса значений в сингенетичном РОВ варьируется в пределах 0–10 %, в таких же пределах изменяется  $C_{орг}$  в смешанных РОВ и чуть меньше – до 8 % – в эпигенетичных. Распределение параметра  $C_{орг}$  в мендымском горизонте несколько меняется в связи с уменьшением концентраций в основной массе определений до 1,5–2 % в группе смешанных и эпигенетичных РОВ. Сингенетичное РОВ характеризуется также уменьшением диапазона величины  $C_{орг}$  (0–3 %). Полученное распределение параметров в верхнефранском подъяресе характеризует еще более сокращенное количество  $C_{орг}$  до значений 0,5–1 % в группах эпигенетичных и смешанных РОВ и до 2 % в группе сингенетичных. Для вышезалегающих отложений фаменского яруса соотношение между параметрами  $\beta$  и  $C_{орг}$  отображает минимальные концентрации  $C_{орг}$  (до 1 %) в группах эпигенетичных и смешанных РОВ, в сингенетичном РОВ эта величина повышается до 8 %. Содержание  $C_{орг}$  в эпигенетичных и смешанных типах РОВ турнейского яруса продолжает уменьшаться и не превышает 0,5 %, в сингенетичном – в основном варьируется от 0 до 2 %.

Для анализа различия средних значений параметров  $C_{орг}$  и  $\beta$  в выделенных типах РОВ для всех стратиграфических единиц верхнедевонско-турнейской толщи проведем анализ по критерию Стьюдента  $t$ . В табл. 3 приведены средние значения и стандартные отклонения для  $C_{орг}$  и  $\beta$ .

Средние концентрации  $C_{орг}$  (%) в сингенетичном, смешанном и эпигенетичном типах РОВ вверх по разрезу незначительно уменьшаются от саргаевского горизонта до турнейского яруса.

Резким повышением концентраций  $C_{орг}$  (%) во всех типах РОВ отличается лишь доманиковский горизонт, характеризующийся, наиболее благоприятными восстановительными обстановками осадконакопления.

Таблица 1

Сравнение средних значений параметров  $C_{орг}$  и  $\beta$  по типам РОВ

Показатели, ед. изм.	Средние значения			Критерии $t^*$ $p$
	Тип РОВ, $n$ – количество данных			
	Сингенетичное, $n = 1160$	Смешанное, $n = 314$	Эпигенетичное $n = 585$	
$C_{орг}$ , %	1,031 ± 2,352	0,804 ± 1,762		<u>1,5892</u> 0,11222
	1,031 ± 2,352		0,636 ± 1,231	<b>-3,7951</b> 0,00015
$\beta$ , %		0,804 ± 1,762	0,636 ± 1,231	1,6671 0,09583
	5,374 ± 4,692	22,825 ± 3,744		<b>-60,9496</b> 0,00000
$\beta$ , %	5,374 ± 4,692		80,900 ± 21,811	<b>-80,9006</b> 0,00000
		22,825 ± 3,744	80,900 ± 21,811	<b>-29,5303</b> 0,00000

Примечание: \* – жирным шрифтом выделены значимые критерии, характеризующие статистические различия параметров.

Таблица 2

Уравнения регрессии между параметрами  $C_{орг}$  и  $\beta$  для типов РОВ

Группа	Значения свободных членов уравнений регрессии	Значения коэффициентов при $C_{орг}$	Значения $r$	Значения $p^*$
Все данные	24,313	-0,918	-0,069	<b>0,00159</b>
Сингенетичное	5,424	-0,075	-0,037	0,1992
Смешанное	22,732	0,114	0,054	0,3408
Эпигенетичное	58,683	1,234	0,070	0,092

Примечание: \* – жирным шрифтом выделены значимые критерии, характеризующие статистические различия параметров.

Таблица 3

Сравнение средних значений  $C_{орг}$  и  $\beta$  для отложений  $D3f2-C1t$  толщи

Показатель, ед. изм.	Средние значения, стандартные отклонения			Критерий Стьюдента $t^*$
	Тип РОВ, $n$ -количество данных			
	Сингенетичное	Смешанное	Эпигенетичное	
$C_{орг}$ , %	Саргаевский горизонт ( $n = 72, n = 15, n = 36$ )			
	1,202 ± 2,495	0,712 ± 0,849		0,7479
$\beta$ , %	1,202 ± 2,495		0,951 ± 1,514	0,55537
	<b>4,470 ± 4,436</b>	0,712 ± 0,849	0,951 ± 1,514	-0,57184
$\beta$ , %	<b>4,470 ± 4,436</b>	<b>22,399 ± 3,292</b>		-14,7957
		<b>22,399 ± 3,292</b>	<b>57,113 ± 20,942</b>	-20,5163
$C_{орг}$ , %	Доманиковский горизонт ( $n = 68, n = 47, n = 76$ )			
	3,254 ± 3,563	2,840 ± 3,604		0,6100
$\beta$ , %	<b>3,254 ± 3,563</b>		<b>1,910 ± 2,097</b>	2,7911
	<b>8,475 ± 5,233</b>	2,840 ± 3,604	1,910 ± 2,097	1,8087
$\beta$ , %	<b>8,475 ± 5,233</b>	<b>23,667 ± 3,557</b>		-17,3147
		<b>23,667 ± 3,557</b>	<b>60,547 ± 21,781</b>	-19,2170
$C_{орг}$ , %	Мендымский горизонт ( $n = 72, n = 15, n = 41$ )			
	1,226 ± 1,988	0,830 ± 0,717		0,7598
$\beta$ , %	1,226 ± 1,988		1,091 ± 1,475	0,3801
	<b>6,589 ± 4,859</b>	2,840 ± 3,604	1,091 ± 1,475	0,65569
$\beta$ , %	<b>6,589 ± 4,859</b>	<b>22,852 ± 3,990</b>		-12,1216
		<b>22,852 ± 3,990</b>	<b>59,395 ± 24,655</b>	-17,6373
$C_{орг}$ , %	Верхнефранский подъярус ( $n = 118, n = 31, n = 41$ )			
	0,768 ± 1,443	0,282 ± 0,321		1,8611
$\beta$ , %	<b>0,768 ± 1,443</b>		<b>0,310 ± 0,840</b>	1,9205
	<b>5,171 ± 4,623</b>	0,282 ± 0,321	0,310 ± 0,840	-0,17872
$\beta$ , %	<b>5,171 ± 4,623</b>	<b>21,813 ± 3,391</b>		-18,7398
		<b>21,813 ± 3,391</b>	<b>60,638 ± 21,401</b>	-26,5690
$C_{орг}$ , %	Фаменский ярус ( $n = 354, n = 96, n = 218$ )			
	0,785 ± 2,955	0,440 ± 0,874		1,1294
$\beta$ , %	<b>0,785 ± 2,955</b>		<b>0,310 ± 0,742</b>	2,3252
	<b>5,570 ± 4,823</b>	0,440 ± 0,874	0,310 ± 0,742	1,3494
$\beta$ , %	<b>5,570 ± 4,823</b>	<b>22,932 ± 3,318</b>		-32,4700
		<b>22,932 ± 3,318</b>	<b>60,358 ± 21,467</b>	-46,1843
$C_{орг}$ , %	Турнейский ярус ( $n = 468, n = 108, n = 173$ )			
	<b>0,892 ± 1,566</b>	<b>0,412 ± 0,668</b>		3,1126
$\beta$ , %	<b>0,892 ± 1,566</b>		<b>0,390 ± 0,623</b>	4,0878
	<b>4,783 ± 4,329</b>	0,412 ± 0,668	0,390 ± 0,623	0,2784
$\beta$ , %	<b>4,783 ± 4,329</b>	<b>22,628 ± 3,754</b>		-39,5315
		<b>22,628 ± 3,754</b>	<b>60,638 ± 21,401</b>	-26,5690
		<b>60,638 ± 21,401</b>		-16,5809

Примечание: \* – жирным шрифтом выделены статистические различные средние значения по критерию  $t$  при допустимом уровне значимости  $p \leq 0,5$ .

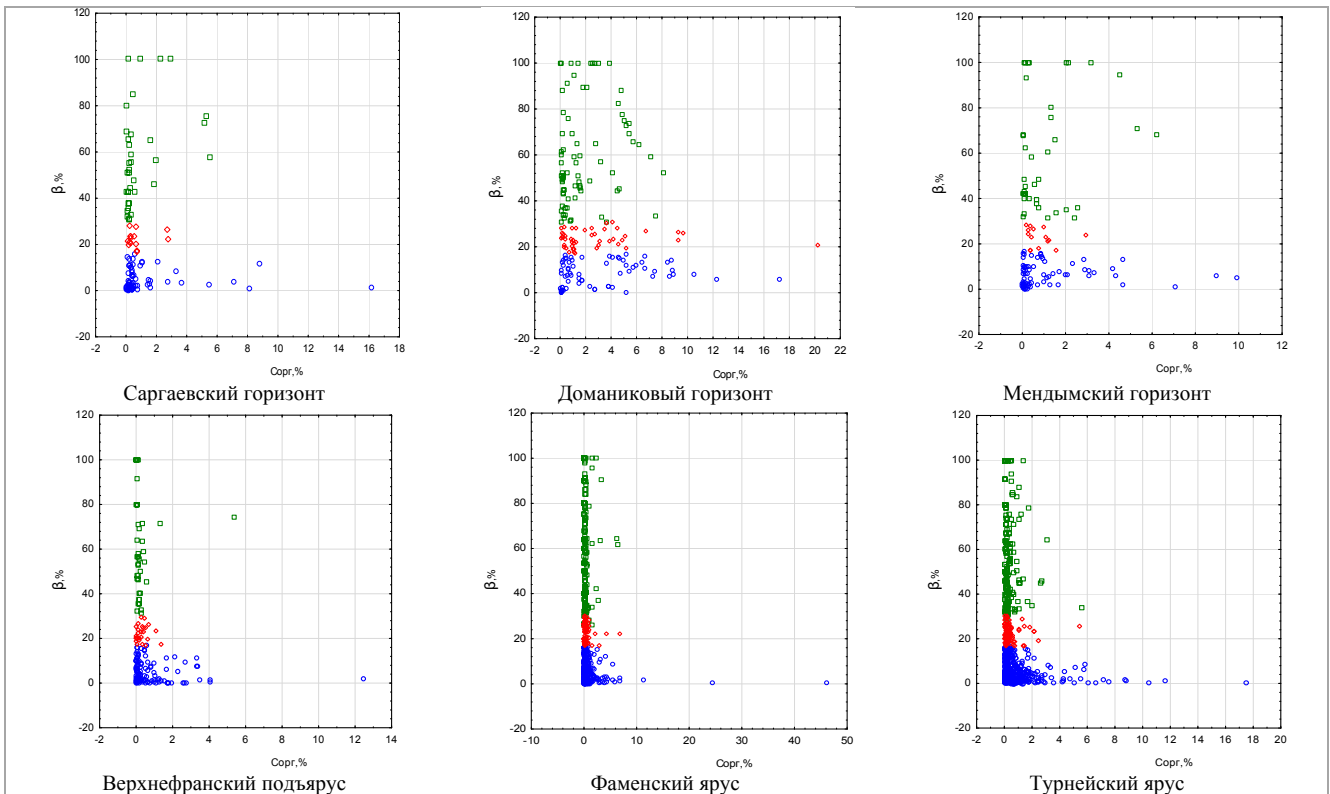


Рис. 2. Корреляционные поля между параметрами  $C_{орг}$  и  $\beta$  с выделенными группами РОВ для стратиграфических единиц  $D3f2-C1t$  толщи

Таблица 4

Уравнения регрессии между параметрами  $C_{орг}$  и  $\beta$  для отложений  $D3f2-C1t$  толщи

Стратиграфические подразделения	Уравнения регрессии для типов РОВ*			Коэффициент корреляции и уровень значимости
	1. Все данные	2. Сингенетичное	3. Смешанное	
Саргаевский горизонт	$\beta_1 = 21,916 + 0,139 C_{орг}$			$r = 0,011, p = 0,902$
	$\beta_2 = 4,502 - 0,026 C_{орг}$			$r = -0,014, p = 0,903$
	$\beta_3 = 21,949 + 0,632 C_{орг}$			$r = 0,162, p = 0,561$
	<b><math>\beta_4 = 52,388 + 4,966 C_{орг}</math></b>			$r = 0,359, p = 0,03$
Доманиковский горизонт	$\beta_1 = 35,586 - 1,0133 C_{орг}$			$r = -0,116, p = 0,110$
	$\beta_2 = 7,677 + 0,245 C_{орг}$			$r = 0,167, p = 0,173$
	$\beta_3 = 23,493 + 0,061 C_{орг}$			$r = 0,062, p = 0,679$
	$\beta_4 = 57,519 + 1,585 C_{орг}$			$r = 0,152, p = 0,188$
Мендымский горизонт	$\beta_1 = 24,881 + 0,464 C_{орг}$			$r = 0,028, p = 0,103$
	$\beta_2 = 6,532 + 0,046 C_{орг}$			$r = 0,019, p = 0,874$
	$\beta_3 = 23,593 - 0,892 C_{орг}$			$r = -0,160, p = 0,568$
	$\beta_4 = 55,111 + 3,924 C_{орг}$			$r = 0,234, p = 0,568$
Верхнефранский подъярус	<b><math>\beta_1 = 21,657 - 3,050 C_{орг}</math></b>			$r = -0,151, p = 0,037$
	$\beta_2 = 5,552 - 0,495 C_{орг}$			$r = -0,154, p = 0,094$
	$\beta_3 = 21,602 + 0,746 C_{орг}$			$r = 0,071, p = 0,705$
	$\beta_4 = 60,144 + 1,590 C_{орг}$			$r = 0,062, p = 0,698$
Фаменский ярус	<b><math>\beta_1 = 26,851 - 1,281 C_{орг}</math></b>			$r = -0,101, p = 0,008$
	<b><math>\beta_2 = 5,702 - 0,167 C_{орг}</math></b>			$r = -0,102, p = 0,054$
	$\beta_3 = 23,083 - 0,343 C_{орг}$			$r = -0,076, p = 0,458$
	$\beta_4 = 60,413 - 0,177 C_{орг}$			$r = -0,006, p = 0,928$
Турнейский ярус	<b><math>\beta_1 = 21,989 - 3,275 C_{орг}</math></b>			$r = -0,175, p = 0,000$
	<b><math>\beta_2 = 5,201 - 0,468 C_{орг}</math></b>			$r = -0,169, p = 0,0002$
	$\beta_3 = 22,616 + 0,029 C_{орг}$			$r = 0,005, p = 0,957$
	$\beta_4 = 59,567 - 3,739 C_{орг}$			$r = -0,106, p = 0,165$

Примечание: \* – жирным шрифтом выделены уравнения регрессии, характеризующиеся значимой связью между параметрами.

Таблица 5

Процентное содержание типов РОВ в отложениях толщи  $D3f2-C1t$

Отложения	Типы РОВ, %		
	сингенетичное	смешанное	эпигенетичное
Саргаевский горизонт	58,53	12,19	29,26
Доманиковский горизонт	35,60	24,60	39,80
Мендымский горизонт	56,25	11,71	32,04
Верхнефранский подъярус	62,10	16,31	21,57
Фаменский ярус	52,99	14,37	32,64
Турнейский ярус	62,50	14,41	23,09

Средние значения содержания  $C_{орг}$  во всех типах РОВ близки между собой и статистически не различимы для саргаевского, мендымского горизонтов, верхнефранского подъяруса и фаменского яруса. В доманиковом горизонте средние значения концентраций  $C_{орг}$  статистически различны при сравнении групп сингенетичных и эпигенетичных, а также смешанных и эпигенетичных типов РОВ. В турнейском ярусе статистическое различие в средних значениях  $C_{орг}$  установлено в парах сингенетичное – смешанное и сингенетичное – эпигенетичное РОВ.

Средние значения битумоидного коэффициента  $\beta$ , характеризующего степень преобразования органического вещества, для всех типов РОВ статистически отличаются во всех стратиграфических диапазонах толщи, что подтверждается приведенными критериями. Максимальное различие в средних значениях  $\beta$  установлено между сингенетичным и эпигенетичным типами РОВ. Широким развитием сингенетичного РОВ характеризуется собственно доманиковый горизонт, в котором преобразование битумоидов происходило интенсивнее. Эпигенетичные битумоиды преобладают над другими типами во всех стратиграфических диапазонах толщи.

Таким образом, можно утверждать, что каждый стратиграфический элемент разреза верхнедевонско-турнейской толщи обладает уникальными характеристиками типов РОВ и имеет ряд особенностей, формирующих их нефтегенерирующий и нефтеаккумулирующий потенциал.

Заключительным этапом исследования дифференциации типов РОВ в разрезе основной НГМТ верхнедевонско-турнейского возраста являлось исследование регрессионных связей между содержанием  $C_{орг}$  и величиной  $\beta$  [41, 42]. Как было сказано выше, согласно исследованиям Н.Б. Вассоевича, В.А. Успенского, между различными типами битумоидов существуют определенные типы связи концентраций  $C_{орг}$  с величиной битумоидного коэффициента  $\beta$  [43, 44]. Построенные уравнения регрессии между параметрами  $C_{орг}$  и  $\beta$  для выделенных типов РОВ отдельных стратиграфических подразделений приведены в табл.4.

Анализ полученных уравнений регрессии позволяет оценить различные соотношения изучаемых параметров в выделенных типах РОВ горизонтов и ярусов исследуемой толщи. Уравнения регрессии, полученные по всем данным без деления на типы РОВ показывают, что почти для всех элементов разреза установлены обратные корреляционные связи между параметрами  $\beta$  и  $C_{орг}$ . Исключение составляют саргаевский и мендымский горизонты, где установленная связь между параметрами слабая положительная. Верхнедевонско-турнейская толща обладает высокими средними значениями концентраций  $C_{орг}$  и вверх по разрезу незначительное изменение его содержание в горизонтах толщи не оказывает существенного влияния на процесс преобразования битумоидов ( $\beta$ ). Уравнения регрессии, полученные для сингенетичного РОВ, показывают, что для мендымского и доманикового горизонта, характеризующихся максимальными величинами  $\beta$ , содержание  $C_{орг}$  оказывает влияние на степень преобразованности РОВ. Далее вверх по разрезу установлена обратная регрессионная зависимость между данными параметрами. По уравнениям, описывающим связи для эпигенетичного типа РОВ, установлено, что увеличение содержания в толще наиболее подвижных битумоидов (средних значений  $\beta$ ) вверх по разрезу обусловлено в том числе высокими концентрациями  $C_{орг}$ . Уравнения в этом случае описывают положительные

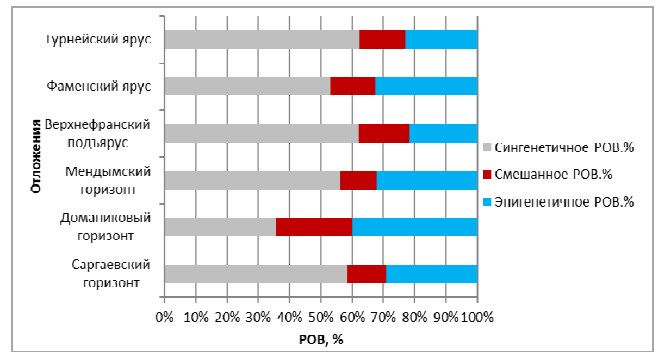


Рис. 3. Соотношение типов РОВ в отложениях толщи  $D3f2-C1t$

связи параметров. При достижении высоких концентраций эпибитумоидов в толщах фаменского и турнейского яруса, связи меняются на слабо отрицательные, влияние содержания  $C_{орг}$  на преобразованность РОВ становится меньше.

Завершая анализ дифференциации различных типов РОВ в нефтегазоматеринской толще возраста  $D3f2-C1t$ , приведем процентное распределение типов РОВ по стратиграфическим единицам (табл. 5).

Анализируя приведенное распределение по типам РОВ, следует отметить, что концентрация сингенетичных РОВ в отложениях доманикового горизонта минимальная, что свидетельствует о его более интенсивной реализации, по сравнению с другими элементами толщи. Остальные стратиграфические элементы характеризуются более высоким процентным содержанием сингенетичного РОВ, подтверждая свой нефтегазоматеринский потенциал. По соотношению эпигенетичных РОВ также выделяется доманиковый горизонт, привнесший максимальный вклад в процесс преобразования РОВ в углеводороды. В целом и все остальные подразделения верхнедевонско-турнейской толщи обогащены наиболее подвижными битумоидами (микронепфтью). Графическое изображение соотношений РОВ в пределах отложений  $D3f2-C1t$  приведено на рис. 3.

### Заключение

Таким образом, выполненные исследования для основной НГМТ верхнедевонско-турнейского возраста применительно к территории Пермского края показали следующие результаты:

1. Обобщен и статистически обработан весь имеющийся к настоящему времени массив фактических данных по геохимическим и битуминологическим характеристикам рассеянного органического вещества по разрезу отложений толщи  $D3f2-C1t$ .
2. Впервые статистически обоснованы граничные значения параметров  $C_{орг}$  и  $\beta$  для разных типов битумоидов и выполнена дифференциация типов РОВ в данной толще.
3. Установлены методами регрессионного анализа различные соотношения между параметрами  $C_{орг}$  и  $\beta$  для типов РОВ в каждой стратиграфической единице толщи, отображающие процессы его преобразования в микронепфть.
4. Доказано индивидуальное распределение типов РОВ в каждой стратиграфической единице толщи и особенности, формирующие их нефтегенерирующий и нефтеаккумулирующий потенциал.
5. Показано, что максимальными процессами преобразования РОВ в микронепфть и широким развитием эпигенетичных битумоидов характеризуется собственно доманиковый горизонт исследуемой верхнедевонско-турнейской толщи.

Библиографический список

1. Ступакова, А.В. Поисковые критерии нефти и газа в доманиковых отложениях Волго-Уральского бассейна / А.В. Ступакова, Н.П. Фадеева, Г.А. Калмыков // Георесурсы. – 2015. – № 2(61). – С. 77–86.
2. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) / Л.М. Бурштейн, Л.В. Жидкова, А.Э. Конторович, В.Н. Меленевский // Геология и геофизика. – 1997. – С. 1070–1078.
3. Magoon, L.B. The petroleum system – from source to trap / L.B. Magoon, W.G. Dow // AAPG memoir 60, 2012. – 312 p. DOI: 10.1306/M60585
4. Hantschel, Th. Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling / Th. Hantschel, A.I. Kauerauf // Springer-Verlag. – Berlin: Heidelberg, 2009. – 482 p.
5. Мерсон, М.Э. К вопросу построения геолого-математических моделей соотношений промышленных запасов и ресурсов для территории Пермской области / М.Э. Мерсон, В.Л. Воеводкин, В.И. Галкин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – № 9-10. – С. 15–18.
6. Геохимические показатели РОВ пород как критерии оценки перспектив нефтегазосности / В.И. Галкин, И.А. Козлова, О.А. Мелкишев, М.А. Шадрина // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 9. – С. 28–31.
7. Воеводкин, В.Л. Исследование соотношений между ресурсами и запасами нефти в пределах юго-восточного барьерного рифа Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП) / В.Л. Воеводкин, А.В. Растагев, В.И. Галкин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – № 9-10. – С. 9–12.
8. Галкин, В.И. Разработка вероятностно-статистических регионально-зональных моделей прогноза нефтегазосности по данным геохимических исследований верхнедевонских карбонатных отложений / В.И. Галкин, И.А. Козлова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 6. – С. 40–45.
9. Кривошеков, С.Н. Оценка перспектив нефтегазосности западной части Соликамской депрессии на основе геохимических и геодинамических данных / С.Н. Кривошеков, И.А. Козлова, И.В. Санников // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 6. – С. 12–15.
10. Пуанова, С.А. Микроэлементы нефтей, их использование при геохимических исследованиях и изучении процессов миграции / С.А. Пуанова. – М.: Недра, 1974. – 215 с.
11. Геохимические показатели РОВ пород как критерии оценки перспектив нефтегазосности / В.И. Галкин, И.А. Козлова, О.А. Мелкишев, М.А. Шадрина // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 9. – С. 28–31.
12. Correlation between Precambrian sequences in the Franklin Mountains Van Horn, West Texas: A progress report / M.E. Bickford, K.M. Marsaglia, M.J. Whitelaw, K. Soegaard; Geological Society of America // Rocky Mountain Section Meeting. Abstracts with Programs. – 1994. – Vol. 26. – P. 4–5.
13. Сташкова, Э.К. Комплексное изучение литолого-фациальных стратиграфических, геохимических свойств пород и особенностей углеводородных флюидов в связи с перспективами нефтегазосности девонских терригенных отложений / Э.К. Сташкова, М.Г. Фрик. – Пермь, 2005.
14. Blount, J.G. The geochemistry, petrogenesis, and geochronology of the Precambrian meta-igneous rocks of Sierra Del Cuervo and Cerro El Carrizalillo / J.G. Blount. – Chihuahua, Mexico: Austin, University of Texas, 1993.
15. Формирование и нефтегазосность доманикоидных формаций / под ред. О.М. Мкртчяна. – М.: Наука, – 1990. – 87 с.
16. Фрик, М.Г. Закономерности распространения нефтегазоматеринских толщ нижне-верхнедевонских отложений Пермского края / М.Г. Фрик, Г.И. Титова, И.С. Батова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – № 4. – С. 17–29.
17. Adams, D.C. Precambrian basement geology of the Permian basin region of West Texas – New Mexico: A geophysical perspective / D.C. Adams, G.R. Keller // Am. Assoc. Petrol. Geol. Bull. – 1996. – Vol. 80. – P. 410–431. DOI: 10.1306/64ED87FA-1724-11D7-8645000102C1865D
18. Collen, J.D. Porosity development in deep sandstones, Taranak Basin. New Zealand / J.D. Collen, R.H. Newman // J. Southeast Asian. Reg. Sci. – 1991. – № 5. – P. 449–452.
19. Титова, Г.И. Новые данные изотопно-геохимических исследований газов больших глубин / Г.И. Титова, Т.В. Карасева, В.И. Горбачев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – № 3. – С. 76–81.
20. Armstrong, A.K. Depositional environment of the carbonate members of the Middle Proterozoic Mescal Limestone, Apache Group, central and southern Arizona / A.K. Armstrong, C.T. Wrucke // New Mexico Geology. – 1990. – Vol. 12, № 3.
21. Bruhn, R.L. Tectonics and sedimentology of Uinta Arch, Western Uinta Mountains, and Uinta Basin / R.L. Bruhn, M.D. Picard, J.S. Isby // Paleotectonics and Sedimentation in the Rocky Mountain Region, United States. – Ed. by J.A. Petersom. – 1986. – Vol. 41. – P. 333–352. DOI: 10.1306/M41456C16
22. Плотникова, И.Н. Дифференциация микроэлементного состава пород доманиковой формации и палеофациальные условия ее формирования / И.Н. Плотникова, С.Б. Остроухов, Н.В. Пронин // Пустоваловские чтения 2022: материалы традиционной конференции, посвященной 120-летию Леонида Васильевича Пустовалова, Москва, 20–23 декабря 2022 года. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2022. – С. 107–109.
23. Геохимические аспекты преобразования нефтяных углеводородов в термодинамических условиях суб и сверхкритических водных флюидов / С.М. Петров, А.И. Лахова, И.Н. Плотникова, В.С. Баллицкий // Новые идеи в науках о Земле: материалы XV Международной научно-практической конференции: в 7 т. Москва, 01–02 апреля 2021 года. – М.: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе. – 2021. – Т. 5. – С. 168–172.
24. Плотникова, И.Н. Высокоуглеродистые толщи Волго-Урала и их «генерационный» потенциал (на примере Южно-Татарского свода и прилегающих территорий) / И.Н. Плотникова, С.Б. Остроухов, Н.В. Пронин // О новой парадигме развития нефтегазовой геологии: материалы международной научно-практической конференции, Казань, 02–04 сентября 2020 года. – Казань: ИХЛАС, 2020. – С. 68–71.
25. Плотникова, И.Н. Доманик Татарстана: особенности строения и перспективы нефтеносности / И.Н. Плотникова, А.Н. Шакиров, С.А. Володин // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: материалы Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 25–28 октября 2017 года / Альметьевский государственный нефтяной институт. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2018. – Т. 2. – С. 16–22.
26. 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. – С. 115 с.
27. 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. Кривошеков // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 1. – С. 21–23.
28. Сташкова, Э.К. Научное обоснование нефтегазосности девонских отложений на основе комплекса геологических, литолого-фациальных и геохимических исследований / Э.К. Сташкова, М.Г. Фрик // Комплексное изучение литолого-фациальных, стратиграфических, геохимических свойств пород и особенностей углеводородных флюидов в связи с перспективами нефтегазосности девонских терригенных отложений. – 2005. – С. 342.
29. Моделирование процессов катагенеза органического вещества и нефтегазообразование / Всесоюз. нефт. н.-и. геол.-развед. ин-т; под ред. Е.А. Глебовской. – Л.: Недра, 1984. – 139 с.
30. Вассоевич, Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти: (исторический обзор и современное состояние) / Н.Б. Вассоевич // Изв. АН СССР. Сер. геол. – 1967. – № 11. – С. 135–156.
31. 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
32. Дзюбенко, А.И. Оценка достоверности геолого-промысловой информации / А.И. Дзюбенко, В.А. Мордвинов, В.Л. Воеводкин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – № 9-10. – С. 44–48.
33. Khalafyan, A.A. STATISTICA 6 Statistical analysis of data / A.A. Khalafyan. – 3rd ed. Textbook. – M.: Binom-Press LLC, 2007. – 512 p.
34. Davis, J. Statistics and Analysis of Geological Data / J. Davis. – M.: Mir, 1977. – 353 p.
35. Geological and statistical simulation for assessment of zonal oil and gas potential formation processes in the Visimskaya monocline / V.I. Galkin, K.A. Koshkin, O.A. Melkishev, I.A. Kozlova // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science – 2021: 14, Perm, Virtual, November 09–12. – 2022. – Vol. 1021. – P. 012061. DOI: 10.1088/1755-1315/1021/1/012061
36. Козлова, И.А. О возможности нефтегазообразования в верхнепротерозойских отложениях на территории Пермского края / И.А. Козлова, С.Н. Кривошеков, Л.Ю. Зыкова // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 5. – С. 55–59.
37. Галкин, В.И. Обоснование зональной нефтегазосности территории Висимской моноклинали по геохимическим критериям / В.И. Галкин, К.А. Кошкин, О.А. Мелкишев // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2018. – Т. 18, № 1. – С. 4–15. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.3.1
38. Галкин, В.И. Дифференцированная вероятностная оценка генерационных процессов в отложениях доманикового типа Пермского края / В.И. Галкин, Т.В. Карасева, И.А. Козлова // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 12. – С. 103–105.
39. Houze, O. Dynamie data analysis / O. Houze, D. Viturat, O.S. Fjaere. – Paris: Kappa Engineering, 2005.
40. Построение статистических моделей оценки коэффициента извлечения нефти для эксплуатационных объектов Пермского Прикамья / В.И. Галкин, С.В. Галкин, В.Л. Воеводкин, В.Г. Пермяков // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 2. – С. 86–88.
41. Burnham, A.K. Global Chemical Kinetics of Fossil Fuels / A.K. Burnham // Springer International Publishing AG. – 2017.
42. К обоснованию построения моделей зонального прогноза нефтегазосности для нижне-среднедевонского комплекса Пермского края / В.И. Галкин, И.А. Козлова, С.Н. Кривошеков, О.А. Мелкишев // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 8. – С. 32–35.
43. К разработке генетической классификации рассеянного органического вещества / В.А. Успенский, Ф.Б. Инденбом, А.С. Чернышева, В.Н. Сенникова // Вопросы образования нефти. (Тр. ВНИГРИ). – 1958. – Вып. 128. – С. 221–314.
44. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) / Л.М. Бурштейн, Л.В. Жидкова, А.Э. Конторович, В.Н. Меленевский // Геология и геофизика. – 1997. – С. 1070–1078.

References

1. Stupakova A.V., Fadeeva N.P., Kalmykov G.A. Poiskovyie kriterii nefti i gaza v domanikovykh otlozheniakh Volgo-Ural'skogo basteina [Criteria for oil and gas search in domanic deposits of the Volga-Ural basin]. *Georesursy*, 2015, no. 2 (61), pp. 77–86.
2. Burshtein L.M., Zhidkova L.V., Kontorovich A.E., Melenevskii V.N. Model' katageneza organicheskogo veshchestva (na primere bazinevskoi svity) [Model of catagenesis of organic matter (using the example of the Bazhenov Formation)]. *Geologiya i geofizika*, 1997, pp. 1070–1078.
3. Magoon L.B., Dow W.G. The petroleum system - from source to trap. *AAPG memoir*, 2012, no. 60, 312 p. DOI: 10.1306/M60585
4. Hantschel Th., Kauerauf A.I. Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling. *Springer-Verlag*. Berlin: Heidelberg, 2009, 482 p.
5. Merson M.E., Voevodkin V.L., Galkin V.I. K voprosu postroeniia geologo-matematicheskikh modelei sootnoshenii promyshlennykh zapasov i resurov dlia territorii Permskoi oblasti [On the issue of constructing geological and mathematical models of the relationships between industrial reserves and resources for the territory of the Perm region]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftnykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2005, no. 9-10, pp. 15–18.
6. Galkin V.I., Kozlova I.A., Melkishev O.A., Shadrina M.A. Geokhimicheskie pokazateli ROV porod kak kriterii otsenki perspektiv neftegazonosnosti [Geochemical indicators of rock DOM as criteria for assessing oil and gas potential prospects]. *Neftpromyslovoe delo*, 2013, no. 9, pp. 28–31.

7. Voevodkin V.L., Rastegaev A.V., Galkin V.I. Issledovanie sootnoshenii mezhdu resursami i zapasami nefiti v predelakh iugo-vostochnogo bar'ernogo rifa Kamsko-Kinel'skoi sistemy progibov (KKSP) [Study of the relationship between resources and oil reserves within the southeastern barrier reef of the Kama-Kinel trough system]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2005, no. 9-10, pp. 9-12.
8. Galkin V.I., Kozlova I.A. Razrabotka veroiatnostno-statisticheskikh regional'no-zonal'nykh modelei prognoza neftegazonosnosti po dannym geokhimicheskikh issledovaniy verkhnedevonskikh karbonatnykh otlozhenii [Development of probabilistic-statistical regional-zoning models of oil and gas potential prediction based on the data of geochemical studies of the Upper Devonian carbonate deposits]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2016, no. 6, pp. 40-45.
9. Krivoshechekov S.N., Kozlova I.A., Sannikov I.V. Otsenka perspektiv neftegazonosnosti zapadnoi chasti Solikamskoi depressii na osnove geokhimicheskikh i geodinamicheskikh dannyykh [Estimate of the petroleum potential of the western Solikamsk depression based on geochemical and geodynamic data]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no. 6, pp. 12-15.
10. Pumanova S.A. Mikroelementy neftei, ikh ispol'zovanie pri geokhimicheskikh issledovaniyakh i izuchenii protsessov migratsii [Trace elements of oils, their use in geochemical research and the study of migration processes]. Moscow: Nedra, 1974, 215 p.
11. Galkin V.I., Kozlova I.A., Melkishev O.A., Shadrina M.A. Geokhimicheskie pokazateli ROV porod kak kriterii otsenki perspektiv neftegazonosnosti [Geochemical indicators of rock DOM as criteria for assessing oil and gas potential prospects]. *Neftepromyslovoe delo*, 2013, no. 9, pp. 28-31.
12. Bickford M.E., Marsaglia K.M., Whitelaw M.J., Soegaard K. Correlation between Precambrian sequences in the Franklin Mountains Van Horn, West Texas: A progress report. *Rocky Mountain Section Meeting. Abstracts with Programs*, 1994, vol. 26, pp. 4-5.
13. Stashkova E.K., Frik M.G. Kompleksnoe izucheniye litologo-fatsial'nykh stratigraficheskikh, geokhimicheskikh svoystv porod i osobennostei uglevodorodnykh fluidov v svyazi s perspektivami neftegazonosnosti devonskikh terrigennykh otlozhenii [A comprehensive study of lithofacies, stratigraphic, geochemical properties of rocks and characteristics of hydrocarbon fluids in connection with the oil and gas potential of Devonian terrigenous deposits]. Perm', 2005.
14. Blount J.G. The geochemistry, petrogenesis, and geochronology of the Precambrian meta-igneous rocks of Sierra Del Cuervo and Cerro El Carrizalillo. Chihuahua, Mexico: Austin, University of Texas, 1993.
15. Formirovaniye i neftegazonosnost' domanikoidnykh formatsii [Formation and oil and gas potential of domanikoid formations]. Ed. O.M. Mkrtschian. Moscow: Nauka, 1990, 87 p.
16. Frik M.G., Titova G.I., Batova I.S. Zakonomernosti rasprostraneniya neftegazomaterinskikh tolshch nizhne-verkhnedevonskikh otlozhenii Permskogo kraia [Patterns of distribution of oil and gas source strata of the Lower-Upper Devonian deposits of the Perm region]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2007, no. 4, pp. 17-29.
17. Adams D.C., Keller G.R. Precambrian basement geology of the Permian basin region of West Texas - New Mexico: A geophysical perspective. *Am. Assoc. Petrol. Geol. Bull.*, 1996, vol. 80, pp. 410-431. DOI: 10.1306/64ED87FA-1724-11D7-8645000102C1865D
18. Collen J.D., Newman R.H. Porosity development in deep sandstones, Taranak Basin. New Zealand. *J. Southeast Asian. Reg. Sci.*, 1991, no. 5, pp. 449-452.
19. Titova G.I., Karaseva T.V., Gorbachev V.I. Noveye dannye izotopno-geokhimicheskikh issledovaniy gazov bol'shikh glubin [New data from isotope-geochemical studies of gases at great depths]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2005, no. 3, pp. 76-81.
20. Armstrong A.K., Wrucke C.T. Depositional environment of the carbonate members of the Middle Proterozoic Mescal Limestone, Apache Group, central and southern Arizona. *New Mexico Geology*, 1990, vol. 12, no. 3.
21. Bruhn R.L., Picard M.D., Isby J.S. Tectonics and sedimentology of Uinta Arch, Western Uinta Mountains, and Unita Basin. *Paleotectonics and Sedimentation in the Rocky Mountain Region, United States*. Ed. by J.A. Petersom, 1986, vol. 41, pp. 333-352. DOI: 10.1306/M41456C16
22. Plotnikova I.N., Ostroukhov S.B., Pronin N.V. Differentsiatsiya mikroelementnogo sostava porod domanikoidnykh formatsii i paleofatsial'nye usloviya ee formirovaniya [Differentiation of the microelement composition of rocks of the Domanik formation and paleofacies conditions of its formation]. *Pustovalovskie chteniya 2022. Materialy traditsionnoi konferentsii, posviashchennoi 120-letiyu Leonida Vasil'evicha Pustovalova, Moscow, 20-23 December 2022*. Moscow: Rossiiskii gosudarstvennyi universitet nefiti i gaza (natsional'nyi issledovatel'skii universitet) imeni I.M. Gubkina, 2022, pp. 107-109.
23. Petrov S.M., Lakhova A.I., Plotnikova I.N., Balitskii V.S. Geokhimicheskie aspekty preobrazovaniya nefiannykh uglevodorodov v termodinamicheskikh usloviyakh sub i sverkhkriticheskikh vodnykh fluidov [Geochemical aspects of the transformation of petroleum hydrocarbons under the thermodynamic conditions of sub- and supercritical aqueous fluids]. *Noveye idei v naukach o Zemle. Materialy XV Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii, Moscow, 01-02 April 2021*. Moscow: Rossiiskii gosudarstvennyi geologorazvedochnyi universitet imeni S. Ordzhonikidze, 2021, vol. 5, pp. 168-172.
24. Plotnikova I.N., Ostroukhov S.B., Pronin N.V. Vysokouglerodistyye tolshchi Volgo-Urala i ikh "generatsionnyi" potentsial (na primere Iuzhno-Tatarskogo svoda i priliegaiushchikh territorii) [High-carbon strata of the Volga-Urals and their "generation" potential (using the example of the South Tatar arch and adjacent territories)]. *O novoi paradigme razvitiya neftegazovoi geologii. Materialy mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii, Kazan', 02-04 September 2020*. Kazan': Ikhlas, 2020, pp. 68-71.
25. Plotnikova I.N., Shakirov A.N., Volodin S.A. Domanik Tatarstana: osobennosti stroeniya i perspektivy neftenosnosti [Domanik of Tatarstan: structural features and oil potential prospects]. *Dostizheniya, problemy i perspektivy razvitiya neftegazovoi otrasli. Materialy Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii, Al'met'evsk, 25-28 October 2017*. Al'met'evsk: Al'met'evskii gosudarstvennyi neftiainii institut, 2018, vol. 2, pp. 16-22.
26. Mikhalevich I.M., Primina S.P. Primeneniye matematicheskikh metodov pri analize geologicheskoi informatsii (s ispol'zovaniem komp'yuternykh tekhnologii: Statistika) [Application of mathematical methods in the analysis of geological information (using computer technology: Statistika)]. Irkutsk: Irkutskii gosudarstvennyi universitet, 2006, no. 3, 115 p.
27. Galkin V.I., Kozlova I.A., Nosov M.A., Krivoshechekov S.N. Resheniye regional'nykh zadach prognozirovaniya 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.
28. Stashkova E.K., Frik M.G. Nauchnoe obosnovaniye neftegazonosnosti devonskikh otlozhenii na osnove kompleksa geologicheskikh, litologo-fatsial'nykh i geokhimicheskikh issledovaniy [Scientific substantiation of the oil and gas potential of Devonian deposits based on a complex of geological, lithological-facial and geochemical studies]. *Kompleksnoe izucheniye litologo-fatsial'nykh, stratigraficheskikh, geokhimicheskikh svoystv porod i osobennostei uglevodorodnykh fluidov v svyazi s perspektivami neftegazonosnosti devonskikh terrigennykh otlozhenii*, 2005, 342 p.
29. Modelirovaniye protsessov katagenezha organicheskogo veshchestva i neftegazobrazovaniya [Modeling the processes of catagenesis of organic matter and oil and gas formation]. Ed. E.A. Glebovskaia. Leningrad: Nedra, 1984, 139 p.
30. Vassoevich N.B. Teoriya osadochno-migratsionnogo proiskhozhdeniya nefiti: (istoricheskii obzor i sovremennoe sostoianie) [Theory of sedimentary-migration origin of oil: (historical review and current state)]. *Izvestiya Akademii nauk SSSR. Seriya geologicheskaya*, 1967, no. 11, pp. 135-156.
31. Voevodkin V.L., Antonov D.V., Galkin V.I., Kozlova I.A. Postroeniye 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
32. Dziubenko A.I., Mordvinov V.A., Voevodkin V.L. Otsenka dostovernosti geologo-promyslovoi informatsii [Assessing the reliability of geological and field information]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2005, no. 9-10, pp. 44-48.
33. Khalafyan A.A. STATISTICA 6 Statistical analysis of data. 3rd ed. Textbook. Moscow: Binom-Press LLC, 2007, 512 p.
34. Davis J. Statistics and Analysis of Geological Data. Moscow: Mir, 1977, 353 p.
35. Galkin V.I., Koshkin K.A., Melkishev O.A., Kozlova I.A. Geological and statistical simulation for assessment of zonal oil and gas potential formation processes in the Visimskaya monocline. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science* - 2021: 14, Perm, Virtual, November 09-12, 2022, vol. 1021, 012061 p. DOI: 10.1088/1755-1315/1021/1/012061
36. Kozlova I.A., Krivoshechekov S.N., Zykova L.Iu. O vozmozhnosti neftegazobrazovaniya v verkhneproterozoiskikh otlozheniyakh na territorii Permskogo kraia [Geological and geochemical assessment of oil and gas in the upper proterozoic possibility sediments of in the Perm Region]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no. 5, pp. 55-59.
37. Galkin V.I., Koshkin K.A., Melkishev O.A. Obosnovaniye zonal'noi neftegazonosnosti territorii Visimskoi monoklinali po geokhimicheskimi kriteriyam [The justification of zonal oil and gas potential of the territory of Visimskaya monocline by geochemical criteria]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2018, vol. 18, no. 1, pp. 4-15. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.3.1
38. Galkin V.I., Karaseva T.V., Kozlova I.A. Differentsirovaniya veroiatnostnaya otsenka generatsionnykh protsessov v otlozheniyakh domanikovogo tipa Permskogo kraia [Differentiated probabilistic assessment of the generation processes in Domanic sediments of Perm region]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no. 12, pp. 103-105.
39. Houze O., Viturat D., Fjaere O.S. Dinamie data analysis. Paris: Kappa Engineering, 2005.
40. Galkin V.I., Galkin S.V., Voevodkin V.L., Permiakov V.G. Postroeniye statisticheskikh modelei otsenki koeffitsienta izvlecheniya nefiti dlia ekspluatatsionnykh ob'ektov Permskogo Prikam'ia [Construction of statistical models for estimating the oil recovery factor for production facilities in the Perm Kama region]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2011, no. 2, pp. 86-88.
41. Burnham A.K. Global Chemical Kinetics of Fossil Fuels. *Springer International Publishing AG*, 2017.
42. Galkin V.I., Kozlova I.A., Krivoshechekov S.N., Melkishev O.A. K obosnovaniyu postroeniya modelei zonal'nogo prognoza neftegazonosnosti dlia nizhne-sredneveizeiskogo kompleksa Permskogo kraia [On the justification of the construction of models for oil and gas potential area forecast Visean deposits of Perm region]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2015, no. 8, pp. 32-35.
43. Uspenskii V.A., Indenbom F.B., Chernysheva A.S., Sennikova V.N. K razrabotke geneticheskoi klassifikatsii rasseiannogo organicheskogo veshchestva [Towards the development of a genetic classification of dispersed organic matter]. *Voprosy obrazovaniya nefiti. (Trudy VNIGRI)*, 1958, iss. 128, pp. 221-314.
44. Burshtein L.M., Zhidkova L.V., Kontorovich A.E., Melenevskii V.N. Model' katagenezha organicheskogo veshchestva (na primere bazhenovskoi svity) [Model of catagenesis of organic matter (using the example of the Bazhenov Formation)]. *Geologiya i geofizika*, 1997, pp. 1070-1078.

Финансирование. Исследование не имело спонсорской поддержки.

Конфликт интересов. Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Вклад автора 100 %.