ISSN 2712-8008
Том / Volume 24 №2 2024
Домашняя страница журнала: http://vestnik.pstu.ru/geo/
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

УДК 622.276:553.98.044
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2024

Разработка комплексного геохимического критерия определяющего распределение суммарной нефтегазоносности разреза Соликамской депрессии

В.И. Галкин[1], В.Л. Воеводкин[2], К.В. Костарева[3]

[1]Пермский национальный исследовательский политехнический университет
(Российская Федерация, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29).
[2]ПАО «ЛУКОЙЛ» (Российская Федерация, 101000, г. Москва, Сретинский бульвар, 11)
[3]ЛУКОЙЛ-Инжиниринг (Российская Федерация, 614000, г. Пермь, ул. Пермская, 3а)

Development of a Complex Geochemical Criterion that Determines the Distribution of the Total Oil and Gas Content of the Solikamsk Depression section

Vladislav I. Galkin[1], Vadim L. Voevodkin[2], Ksenia V. Kostareva[3]

[1]Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)
[2]PJSC LUKOIL (11, Sretensky Boulevard, Moscow, 101000, Russian Federation)
[3]LUKOIL-Engineering LLC (3a Permskaya st., Perm, 614015, Russian Federation)

Получена / Received: 30.11.2023. Принята / Accepted: 31.05.2024. Опубликована / Published: 28.06.2024

Ключевые слова:
прогноз нефтегазоносности, нефтегазоносный комплекс (НГК) вероятностно-статистические модели, вероятность, Соликамская депрессия (СолД), Пермский край, Камско-Кинельская система прогибов (ККСП), рассеянное органическое вещество (РОВ), геохимические показатели, доманиковые фации, битумоидный коэффициент β, комплексный критерий ($P_{комп}$).

Приведены результаты вероятностно-статистической оценки геохимических характеристик разреза основных нефтегазоматеринских толщ Соликамской депрессии и их связь с суммарной нефтегазоносностью разреза. Для комплексного учета и выявления оптимального сочетания геохимических параметров, определяющих распределение нефтегазоносности, разработан комплексный вероятностный критерий для каждого НГК – $Р_{комп}$. Статистическим анализом подтверждено, что отложения верхнедевонско-турнейского комплекса на большей части территории Соликамской депрессии находились в главной фазе нефтеобразования, и там происходило максимальное образование подвижных битумоидов, включая углеводороды, которые приняли активное участие в формировании суммарной нефтегазоносности разреза Соликамской депрессии. Установлен принципиально различный характер изменения значений разработанного комплексного геохимического критерия – $Р_{комп}$ – по глубине для скважин, находящихся в контурах нефтегазоносности и за их пределами. Наиболее информативным критерием, указывающим на связь РОВ с суммарной нефтегазоносностью разреза, является битумоидный коэффициент β.

Keywords:
oil and gas potential forecast, oil and gas bearing complex, probabilistic-statistical models, probability, Solikamsk depression, Perm Krai, Kama-Kinel trough system, dispersed organic matter, geochemical indicators, domanik facies, bitumen coefficient β, complex criterion.

The results of a probabilistic-statistical assessment of the geochemical characteristics of the section of the main oil and gas source strata of the Solikamsk depression and their relationship with the total oil and gas content of the section are presented. For comprehensive accounting and identification of the optimal combination of geochemical parameters that determine the oil and gas content distribution, a complex probabilistic criterion has been developed for each oil and gas complex – R_{comp}. Statistical analysis confirmed that the Upper Devonian-Tournaisian deposits in most of the Solikamsk Depression territory were in the main phase of oil formation, and there the maximum mobile bitumen formation occurred, including hydrocarbons, which took an active part in the total oil and gas content formation of the Solikamsk Depression. A fundamentally different nature of changes in the values of the developed complex geochemical criterion has been established in depth for wells located within the oil and gas bearing contours and beyond them. The most informative criterion indicating the relationship between DOM and the total oil and gas content of a section is the bitumen coefficient β.

© **Галкин Владислав Игнатьевич** – доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой геологии нефти и газа (тел.: +007 (342) 219 80 00, e-mail: Vgalkin@pstu.ru). Контактное лицо для переписки.
© **Воеводкин Вадим Леонидович** – начальник Департамента промышленной безопасности, экологии и научно-технических работ (тел.: +007 (495) 379 02, e-mail: Vadim.L.Voevodkin@lukoil.com).
© **Костарева Ксения Викторовна** – начальник отдела прогноза нефтегазоносности (г. Пермь) (тел.: +007 (342) 233 70 20, e-mail: Kseniya.Kostareva@lukoil.com).

© **Vladislav I. Galkin** (Author ID in Scopus: 55418067700) – 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). The contact person for correspondence.
© **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) 379 02, e-mail: Vadim.L.Voevodkin@lukoil.com).
© **Ksenia V. Kostareva** – Head of Oil and Gas Forecast Department (tel.: +007 (342) 233 70 20, e-mail: Kseniya.Kostareva@lukoil.com).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:
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

Please cite this article in English as:
Galkin V.I., Voevodkin V.L., Kostareva K.V. Development of a complex geochemical criterion that determines the distribution of the total oil and gas content of the Solikamsk Depression section. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2024, vol.24, no.2, pp.58-64. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.2.2

Введение

Еще в конце прошлого века было установлено, что нефтегазоносный бассейн имеет все основные черты саморазвивающихся систем, и поэтому математический аппарат, применяемый для их изучения, может успешно использоваться в дальнейшем развитии теории нефтегазообразования [1].

Анализ накопленного материала позволяет делать геологические выводы, основанные на математическом анализе, что можно увидеть в работах многих российских и зарубежных авторов [2–32].

В рамках проведенной научно-исследовательской работы выполнен вероятностно-статистический анализ систематизированных геохимических характеристик рассеянного органического вещества пород основных нефтегазоматеринских толщ. Для проведения статистических расчетов, среди объектов выделены классы, разделяющие их на объекты, расположенные в пределах контуров месторождений и на территориях с отсутствием нефтегазоносности. Построены линейные и многомерные вероятностные модели по геохимическим показателям, изучены степени влияния каждого из показателей в совокупности и по отдельности.

Согласно нефтегазогеологическому районированию Пермского края, Соликамская депрессия (СолД) приурочена к одноименному нефтегазоносному району Камско-Кинельской нефтегазоносной области [33]. По карте АО «КамНИИКИГС» эта территория входит в состав Соликамского нефтегазоносного района Средне-Предуральской НГО [34]. Исследованиям нефтегазоносности района посвящен широкий спектр публикаций [35–42].

На территории депрессии пробурено 549 скважин, плотность глубокого бурения составляет 104,59 м/км^2.

На 01.01.2022 на территории СолД открыто 33 месторождений нефти. Промышленные залежи, нефтепроявления и газопроявления установлены в шести нефтегазоносных комплексах. Распределение промышленных залежей нефти в стратиграфическом диапазоне изучаемого разреза для месторождений, относящихся к зоне палеоплато и выходящих за ее пределы, приведено на рис. 1.

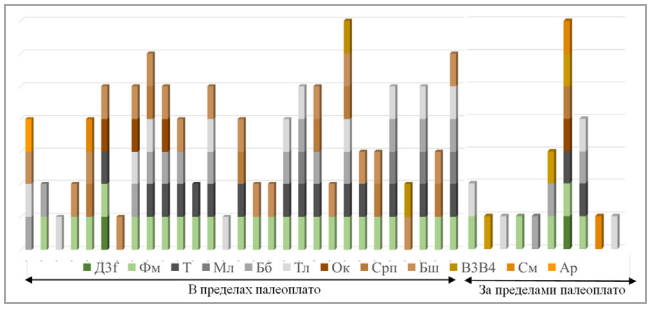


Рис. 1. Промышленная нефтегазоносность на месторождениях Соликамской депрессии

Изученность Соликамской депрессии геохимическими исследованиями

Генерация углеводородов (УВ) из рассеянного органического вещества (РОВ) пород, миграция микронефти, аккумуляция ее в природных резервуарах и консервация образовавшихся залежей УВ обусловлены большим числом разнообразных показателей и критериев, контролирующих их протекание и направленность. Нефтематеринские свиты в Волго-Уральском бассейне выделяются в широком стратиграфическом диапазоне: от рифейских до пермских отложений. Основной нефтепродуцирующей толщей в разрезе Пермского края являются отложения доманиковой фации, представляющие собой пачки и свиты битуминозных тонкослоистых пород со своеобразной фауной. Для пород, слагающих эту фацию, наблюдается повышенное содержание битумов, вплоть до образования горючих сланцев; чаще всего это битуминозные известняки и сланцы, нередки кремнистые сланцы и известняки, также битуминозные. К доманиковой фации относят преимущественно отложения франского, фаменского ярусов и частично турнейского, развитые в пределах осевой зоны ККСП.

Генерационный потенциал нефтегазоматеринской толщи позднедевонско-турнейского возраста широко освещен и достаточно детально оценен по результатам химико-битуминологических и пиролитических исследований РОВ и битумоидов [43–46]. Однако, кроме основной НГМТ, в разрезе также выделяются материнские толщи нефтегазоносных комплексов, залегающих ниже и выше по разрезу. Для изучения геохимических характеристик и параметров РОВ пород всех НГМТ в разрезе СолД, была сформирована база геохимических данных. С целью получения более детальной информации о распределении геохимических параметров для анализа были привлечены данные по скважинам, расположенным в непосредственной близости к границам СолД.

Всего для анализа было выбрано 150 скважин, по которым проанализированы 4536 определений геохимических характеристик: процентное содержание органического углерода ($C_{орг}$), содержание в породе рассеянного органического вещества (ОВ), концентрация хлороформенных (Бхл), петролейно-эфирных (Бпэ) и спиртобензольных (Бсб) битумоидов, их отношения, величина битумоидного коэффициента (β), коэффициент нейтральности битумов (Кн), количество нерастворимых веществ после обработки породы соляной кислотой (НО), содержание гуминовых кислот (ГумК), а также пересчетный коэффициент (Кк), учитывающий катагенетическую преобразованность толщ при пересчете содержаний $C_{орг}$ в РОВ.

Разрез характеризуется неравномерной степенью изученности геохимическими данными. Наибольшее количество определений было изучено в отложениях верхнедевонско-турнейского комплекса (D_3–C_1), далее в порядке убывания: верхневизейско-башкирского (C_1v–C_2b), визейского (C_1v), среднекаменноугольного (C_2vr), нижне-верхнедевонского (D_1–D_3fr1), нижнепермского (P_1) и средне-верхнекаменноугольного (C_3–C_2ks) НГК. Количество, качество и результаты имеющихся стандартных определений геохимических характеристик нефтематеринских пород вендских отложений не позволили установить статистически значимых математических зависимостей. Доля их участия в формировании суммарной нефтегазоносности разреза Соликамской депрессии на данном этапе исследований не определена.

Построение линейных и многомерных моделей для прогноза нефтегазоносности и разработка комплексного критерия по геохимическим данным

Для обработки информации применялись вероятностно-статистические методы. Исследования проводились раздельно для классов скважин по фациальной принадлежности (условия палеоплато и за его пределами) и с учетом продуктивности.

Выполненный на первом уровне статистического моделирования анализ, определяющий наличие или отсутствие связи между суммарной нефтегазоносностью

разреза (данные по разрезу всех скважин, которые расположены в контурах месторождений нефти и за их пределами), показал, что средние значения изучаемых показателей статистически различаются для величин: Кк, Н.О, Бпэ, Бхл, Бсб, Бхл/Бсб и β. Максимальное различие в средних значениях получено по показателю β, а минимальное различие – по значению РОВ.

Влияние величины битумоидного коэффициента наиболее информативно. В диапазоне β менее 30 % наблюдается превышение значений частот для территорий за пределами месторождений нефти над частотами территорий месторождений нефти. При β в диапазоне 30–100 % происходит, наоборот, превышение значений частот в пределах территорий месторождений нефти над частотами территорий за пределами месторождений нефти.

Для построения индивидуальных вероятностных линейных моделей в каждом интервале были определены вероятности принадлежности к классу месторождений нефти ($P_{инт}$). Эти значения были сопоставлены со средними интервальными значениями показателя. По данным построено уравнение регрессии и вычислен парный коэффициент корреляции *r*. При построении моделей обязательным условием являлось то, что среднее значение для класса принадлежности к территориям месторождений нефти должно быть больше 0,5, а для территории за пределами меньше 0,5.

При повышении значений β величина *P*(β) увеличивается по индивидуальной модели.

Анализ построенных индивидуальных моделей показывает, что они обладают различной информативностью. Индивидуальная информативность вычисляется по различиям в плотностях распределений индивидуальных вероятностей по статистике Пирсона (χ^2), вычисляемой по формуле:

$$\chi^2 = N_1 N_2 \sum_{i=1}^{e} \frac{1}{M_1 + M_2} \left(\frac{M_1}{N_1} - \frac{M_2}{N_2} \right)^2,$$

где N_1, N_2 – соответственно количество значений показателей для нефтегазоносных территорий и для территорий, где месторождения нефти не обнаружены; M_1, M_2 – количество значений, попавших в заданный интервал, соответственно для двух изучаемых классов; *e* – количество интервалов. Критерий считается статистически различным, если $\chi^2_p > \chi^2_t$. Значения χ^2_t определяются в зависимости от количества эталонных объектов и уровня значимости ($\alpha = 0{,}05$). Данные расчетов приведены в табл. 1.

Отсюда видно, что наиболее показательными являются вероятности, выделенные на основании битумоидов: (*P*(β), *P*(Бхл/Бсб), *P*(Бхл), *P*(Бсб), *P*(Бсб)). Статистически незначимыми вероятностями по критерию χ^2 являются *P*($C_{орг}$) и *P*(ОВ).

Используя построенные линейные вероятностные модели, был вычислен комплексный показатель по следующей формуле:

$$P\text{комп} = \frac{\prod P\text{ин}}{\prod P\text{ин.} + \prod (1 - P\text{ин})},$$

где $P_{ин}$ – соответственно индивидуальные вероятности от изучаемых параметров: *P*(Кк), *P*(НО), *P*($C_{орг}$), *P*(ОВ), *P*(Бпэ), *P*(Бхл), *P*(Гум К), *P*(Бхл/Бсб), *P*(β).

При вычислении $P_{комп}$ использовано такое сочетание вероятностей, при котором средние значения вероятностей $P_{комп}$ наиболее сильно отличаются в изучаемых классах при равном значении *m*. Где *m* – число включаемых в модель показателей.

Таблица 1

Статистические характеристики индивидуальных вероятностей

Индивидуальные вероятности	χ^2_{1-2} / P_{1-2}	Индивидуальные вероятности	χ^2_{1-2} / P_{1-2}
P(Кк)	26,84709 / 0,000001	*P*(Бхл)	58,08900 / 0,000000
P(НО)	32,22807 / 0,000000	*P*(Бсб)	48,72921 / 0,000000
P($C_{орг}$)	0,486233 / 0,784180	*P*(ГумК)	20,04272 / 0,000044
P(ОВ)	0,465061 / 0,792526	*P*(Бхл/Бсб)	103,2786 / 0,000000
P(Бсб)	55,22883 / 0,000000	*P*(β)	159,9784 / 0,000000

Установлено, что вероятность принадлежности к классу территорий в пределах или за пределами месторождений по индивидуальным вероятностям геохимических показателей распределилась следующим образом: увеличение средних значений $P_{комп}$ от 0,509 до 0,516 для нефтегазовых территорий и уменьшение средних значений $P_{комп}$ с 0,487 до 0,456 для территорий за пределами месторождений нефти при последовательном суммирующем учете параметров *P*(β), *P*(Бхл/Бсб), *P*(Бпэ), *P*(Бхл), *P*(Бсб). При дополнительном пошаговом использовании остальных характеристик (*P*(НО), *P*(Кк), *P*(Гум К), *P*(ОВ), *P*($C_{орг}$)) средние значения $P_{комп}$ меняются незначительно.

Приведенная комбинация линейных значений соответствующих вероятностей, используемая при определении значений $P_{комп}$ позволяет получить новые количественные изменения влияния разработанных критериев на $P_{комп}$, т.е. эти соотношения могут территориально оценить перспективы влияния характеристик РОВ, измеренных в пределах нефтегазоносных комплексов на суммарную нефтегазоносность разреза Соликамской депрессии [44–46].

Полученные данные доказывают, что на Соликамской депрессии для разделения территорий на относящиеся к месторождениям и находящиеся за их пределами из ряда геохимических параметров наиболее статистически значимы параметры битумоидов. Остальные приведенные геохимические характеристики для этих зон различаются незначительно. Дифференциация средних значений $P_{комп}$ от числа учитываемых вероятностей для нефтегазовых территорий ниже, чем для территорий за пределами месторождений нефти.

Дальнейшее статистическое моделирование в зависимости от суммарной нефтегазоносности разреза по НГК произведено с использованием значений $P_{комп}$, рассчитанных по полному набору геохимических характеристик. Результаты анализа приведены в табл. 2.

Из данных табл. 2 видно, что средние значения $P_{комп}$ статистически различаются для следующих нефтегазоносных комплексов: D_3f_2–C_1t, C_1v, C_1v_2–C_2b и C_2vr. При этом нужно отметить, что значения *P*комп для территорий в пределах контуров месторождений больше 0,5, только по данным НГК: D_3f_2–C_1t и C_1v, для этих территорий за пределами контуров месторождений значения $P_{комп}$ меньше 0,5. По данным, приведенным в табл. 3, построены графики изменений средних значений $P_{комп}$ по глубине отбора проб керна для скважин в контурах нефтегазоносности и за их пределами для НГК (рис. 2).

Таблица 2

Средние значения $P_{комп}$ по НГК

НГК	Средние значения вероятностей		Критерий $\frac{t}{p}$
	Контур месторождений	За контуром месторождений	
D1–D3f1	0,416 ± 0,096	0,422 ± 0,092	0,359696 / 0,719406
D3f2–C1t	0,540 ± 0,105	0,497 ± 0,106	7,76113 / 0,000000
C1v	0,513 ± 0,108	0,449 ± 0,108	6,27872 / 0,000000
C1v2–C2b	0,499 ± 0,155	0,439 ± 0,099	6,47757 / 0,000000
C2vr	0,455 ± 0,144	0,414 ± 0,124	2,94712 / 0,003404
C3-C2ks	0,434 ± 0,153	0,403 ± 0,078	1,04241 / 0,300211
P1	0,409 ± 0,114	0,390 ± 0,107	1,23988 / 0,216253

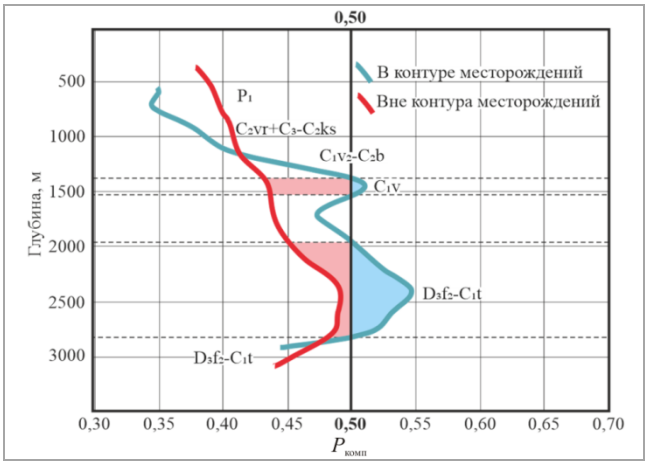


Рис. 2. Графики изменения значений $P_{комп}$ по глубине, НГК

Анализ данного графика показывает, что по разрезу территории Соликамской депрессии наблюдается закономерное изменение средних значений разработанного комплексного критерия $P_{комп}$. Вниз по разрезу значения $P_{комп}$ начиная с НГК P_1 по НГК D_3f_2–C_1t закономерно повышаются, достигая максимальных значений для НГК D_3f_2–C_1t, затем для НГК D_1-D_3f_1 значения $P_{комп}$ снижаются. Данные закономерности наблюдаются как для территорий с нефтегазоносностью, так и для территорий без нее. При этом необходимо отметить, что значения $P_{комп}$ для территорий с нефтегазоносностью для НГК C_1v_2–C_2b, C_1v и D_3f_2–C_1t больше, чем для территорий без нефтегазоносности. При этом для НГК C_1v и D_3f_2–C_1t средние значения $P_{комп}$ для скважин в контурах нефтегазоносности больше 0,5, для скважин за контурами нефтегазоносности меньше 0,5. Для *НГК* P_1, C_2vr, C_3-C_2ks, D_1–D_3f1 средние значения $P_{комп}$ для скважин в контурах и за контурами нефтегазоносности меньше 0,5 и различаются незначительно. Данный график, построенный на огромном статистическом материале, показывает, что максимальное различие получено по отложениям НГК D_3f_2–C_1t. Это, вероятно, свидетельствует о том, что в отложениях данного комплекса произошла максимальная дифференциация РОВ на эпигенетичное и сингенетичное.

По мнению авторов, отложения, расположенные на глубинах от 1450 до 2700 м, находились в главной фазе нефтеобразования (ГФН). Это позволяет считать, что максимальный «вклад» в формирование суммарной нефтегазоносности разреза Соликамской депрессии внесло РОВ отложений НГК D_3f_2–C_1t и в меньшей степени C_1v. Наличие дифференциации в распределении значений $P_{комп}$ в зависимости от расположения скважин относительно территорий нефтегазоносности позволяет констатировать, что данное явление может выступать в качестве оценки эмержентности данной системы в отношении зональной нефтегазоносности территории Соликамской депрессии [42].

Для учета разнообразных, в ряде случаев разнонаправленных влияний изучаемых геохимических показателей на $P_{комп}$ с помощью пошагового регрессионного анализа (РА) были построены многомерные модели по нескольким вариантам. Расчет регрессионных коэффициентов в разрабатываемой модели выполнен при помощи метода наименьших квадратов [13]. В качестве зависимого признака выступает $P_{комп}$, а в качестве независимых факторов – значения Кк, Н.О., $C_{орг}$, ОВ, Бпэ, Бхл, Бсб, ГумК, Бхл/Бсб, β. Первоначально построена многомерная модель по всем данным, независимо от изучаемых НГК, затем по всем НГК по отдельности.

Анализ многомерных моделей, построенных дифференцированно по НГК, несмотря на то, что значения $P_{комп}$ были вычислены по всем данным, позволил установить, во-первых, что во всех случаях формирование моделей начиналось с показателя β, во-вторых, начиняя со второго шага построения уравнений регрессии, формирование их происходило по разным сценариям. Анализ построенных многомерных уравнений регрессии и сравнения данных, полученных по ним, в сравнении с данными, полученными по $P_{комп}$, показывает, что более достоверные модели связи между характеристиками РОВ и суммарной нефтегазоносностью разреза можно получить, если модели разрабатывать дифференцированно по нефтегазоносным комплексам СолД. Формирование моделей со второго шага их построения характеризуется различными последовательностями. Это показывает, что суммарная нефтегазоносность разреза Соликамской депрессии формировалась дифференцированно за счет различного «вклада» характеристик РОВ.

Для более полного понимания процессов формирования суммарной нефтегазоносности территории Соликамской депрессии оценена роль влияния на нефтегазоносность присутствия в разрезе толщи калийно-магниевых солей Верхнекамского месторождения (ВКМКС). Для этого проведено сравнение средних значений $P_{комп}$ по нескольким вариантам.

Из проведенного анализа следует, что средние значения $P_{комп}$ в контуре месторождений нефти и за их контуром становятся статистически различными, в случае сравнения этих величин относительно расположения ВКМКС. Статистически значимого различия средних значений $P_{комп}$ для территории ВКМКС и территорий за ее пределами не наблюдается.

В отличие от данных, полученных с учетом наличия ВКМКС и за его пределами, средние значения $P_{комп}$ в контуре месторождений и за их контуром статистически различаются, когда выполняются сравнения величин, полученные в пределах территории палеоплато, за пределами территории палеоплато и в пределах северо-западного борта ККСП. Для вариантов, когда сравниваются средние значения $P_{комп}$ в контурах нефтегазоносности по вышеназванным

территориям, также имеются статистические различия, но значительно меньшей статистической силы. Аналогичны данные и для территорий без нефтегазоносности. Это свидетельствует, что формирование значений $P_{комп}$ за счет геохимических показателей в определенной мере контролируется геолого-тектоническими условиями расположения скважин.

Заключение

Вероятностно-статистическая оценка геохимических характеристик разреза основных нефтегазоматеринских толщ показала, что суммарная нефтегазоносность разреза Соликамской депрессии в значительной мере контролируется характеристиками РОВ. Статистические характеристики геохимических параметров показывают существенные различия средних значений в классах объектов в изучаемых НГК. Полученные индивидуальные линейные модели отражают вероятность нефтеносности по каждому параметру с различной информативностью.

Для комплексного учета и определения оптимального сочетания геохимических параметров, определяющих распределение нефтегазоносности, разработан комплексный вероятностный критерий для каждого НГК – $P_{комп}$. Полученные многомерные уравнения регрессии в каждом комплексе имеют различное сочетание параметров и направленность связей, однако все они являются достоверными и статистически значимыми.

Статистическим анализом подтверждено, что отложения верхнедевонско-турнейского комплекса на большей части территории Соликамской депрессии находились в ГФН, и там происходило максимальное образование подвижных битумоидов, включая углеводороды, которые приняли активное участие в формировании суммарной нефтегазоносности разреза Соликамской депрессии.

Установлен принципиально различный характер изменения значений разработанного комплексного геохимического критерия – $P_{комп}$ – по глубине для скважин, находящихся в контурах нефтегазоносности и за их пределами.

Наиболее информативным критерием, который наиболее точно, указывает на связь РОВ с суммарной нефтегазоносностью разреза, является битумоидный коэффициент β.

Библиографический список

1. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности слабоизученных регионов / А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн, Г.С. Гуревич, В.И. Демин, В.Р. Лившиц, М.С. Моделевский, И.А. Страхов, А.А. Вымятнин, А.А. Растегин. – М., Недра, 1988а. – 223 с.
2. Андрейко, С.С. Разработка математической модели метода прогнозирования газодинамических явлений по геологическим данным для условий Верхнекамского месторождения калийных солей / С.С. Андрейко // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – № 21. – С. 345–353. DOI: 10.15593/224-9923/2016.21.6
3. Галкин, В.И. Применение вероятностных моделей для локального прогноза нефтегазоносности / В.И. Галкин, Ю.А. Жуков, М.А. Шишкин // УрО РАН. – Екатеринбург,1990. – 108 с.
4. Галкин, В.И. Исследование процесса нефтеизвлечения в коллекторах различного типа пустотности с использованием многомерного статистического анализа / В.И. Галкин, И.Н. Пономарева, В.А. Репина // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – № 19. – С. 145–154. DOI: 10.15593/224-9923/2016.19.5
5. Галкин, В.И. Разработка геолого-математических моделей для прогноза нефтегазоносности сложнопостроенных структур в девонских терригенных отложениях / В.И. Галкин, Н.Е. Соснин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 4. – С. 28–31.
6. Галкин, В.И. О возможности прогноза нефтегазоносности юрских отложений вероятностно-статистическими методами (на примере территории деятельности ТПП «Когалымнефтегаз» / В.И. Галкин, А.Н. Шайхутдинов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 6. – С. 11–14.
7. Галкин, В.И. Построение статистических моделей для прогноза дебитов нефти по верхнеюрским отложениям Когалымского региона / В.И. Галкин, А.Н. Шайхутдинов // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 1. – С. 52–54.
8. Давыденко, А.Ю. Вероятностно-статистические методы в геолого-геофизических приложениях / А.Ю. Давыденко. – Иркутск, 2007. – 29 с.
9. Дементьев, Л.Ф. Математические методы и ЭВМ в нефтегазовой геологии / Л.Ф. Дементьев. – М.: Недра, 1987. – 264 с.
10. Кошкин, К.А. Разработка вероятностных моделей зонального прогноза нефтегазоносности центральной части Пермского свода по структурно-мощностным критериям / К.А. Кошкин, И.А. Татаринов // Недропользование. – 2021. – Т. 21, № 1. – С. 2-8. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.1.1
11. Кривощеков, С.Н. Построение матрицы элементарных ячеек при прогнозе нефтегазоносности вероятностно-статистическими методами на территории Пермского края / С.Н. Кривощеков, В.И. Галкин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 8. – С. 20–23.
12. Кривощеков, С.Н. Разработка вероятностно-статистической методики прогноза нефтегазоносности структур / С.Н. Кривощеков, В.И. Галкин, А.С. Волкова // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 7. – С. 28–31.
13. Михалевич, И.М. Применение математических методов при анализе геологической информации (с использованием компьютерных технологий: Statistica) / И.М. Михалевич // ИГУ. – Иркутск, 2006. – 115 с.
14. Поморский, Ю.Л. Методы статистического анализа экспериментальных данных: монография / Ю.Л. Поморский. – Л., 1960. – 174 с.
15. Поротов, Г.С. Математические методы моделирования в геологии / Г.С. Поротов. – СПб.: Изд-во Санкт-Петербур. гос. горн. ин-та (техн. ун-та), 2006. – 223 с.
16. Соснин, Н.Е. Разработка статистических моделей для прогноза нефтегазоносности (на примере терригенных девонских отложений Северо-Татарского свода) / Н.Е. Соснин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 5. – С. 16–25.
17. Probabilistic Forecasting for Oil Producing Wells Using Seq2seq Augmented Model / H. Afifi, M. Elmahdy, M. Saban, M. Abuelkheir // Eng. Proc. – 2022. – Vol. 18(1) – P. 16. DOI: 16. 10.3390/engproc2022018016
18. Chen, Z. Undiscovered Petroleum Accumulation Mapping Using Model-Based Stochastic Simulation / Z. Chen, K. Osadetz // Math Geol. – 2006. – Vol. 38. – P. 1–16. DOI: 10.1007/s11004-005-9000-1
19. On the generation of probabilistic forecasts from deterministic models / E. Camporeale, X. Chu, O. Agapitov, J. Bortnik // Space Weather – 2019. – Vol. 17. – P. 455–475. DOI: 10.1029/2018SW002026
20. Dore, A.G. Risk analysis and full-cycle probabilistic modelling of prospects a prototype system developed for the Norwegian shelf / A.G. Dore, R. Sinding-Larsen // Norwegian Petroleum Society Special Publications. – 1996. – Vol. 6. – P. 153–165. DOI: 10.1016/S0928-8937(07)80016-6
21. A method of predicting oil and gas resource spatial distribution based on Bayesian network and its application / Q. Guo, H. Ren, J. Yu, J. Wang, J. Liu, N. Chen // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Vol. 208. – P. 109267.
22. Koshkin, K.A. Use of derivatives to assess preservation of hydrocarbon deposits / K.A. Koshkin, O.A. Melkishev // International Conference Information Technologies in Business and Industry. – Tomsk, 2018. – Vol. 1015. – P. 032092.
23. Petroleum migration and accumulation: Modeling and applications /X. Luo, L. Zhang, Y. Lei, W. Yang // AAPG Bulletin. – 2020. – Vol. 104. – P. 2247–2265.
24. Quantitative evaluation of vitrinite reflectance in shale using Raman spectroscopy and multivariate analysis / J.S. Lupoi, P.C. Hackley, E. Birsic, L.P. Fritz, L. Solotky, A. Weislogel, S. Schlaegle. – 2019. – Fuel 254:115573. DOI: 10.1016/j.fuel.2019.05.156
25. Meisner, J. The creaming method: a bayesian procedure to forecast future oil and gas discoveries in mature exploration provinces / J. Meisner, F. Demirmen // Journal of the Royal Statistical Society. Series A. – 1981. – Vol. 144, № 1. – P. 1–31.
26. Mosobalaje, O.O. Descriptive statistics and probability distributions of volumetric parameters of a Nigerian heavy oil and bitumen deposit / O.O. Mosobalaje, O.D. Orodu, D. Ogbe // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2019. – Vol. 9. – P. 645–661. DOI: 10.1007/s13202-018-0498-4
27. Olea, R.A. A Methodology for the Assessment of Unconventional (Continuous) Resources with an Application to the Greater Natural Buttes Gas Field, Utah / R.A. Olea, T.A. Cook, J.L. Coleman // Nat. Resour. Res. – 2010. – Vol. 19. – P. 237–225. DOI: 10.1007/s11053-010-9127-8
28. Sadeghtabaghi, Z. Prediction of vitrinite reflectance values using machine learning techniques: a new approach / Z. Sadeghtabaghi, M. Talebkeikhah, A.R. Rabbani // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2021. – Vol. 11. – P. 651–671. DOI: 10.1007/s13202-020-01043-8
29. Probability mapping of petroleum occurrence with a multivariate-Bayesian approach for risk reduction in exploration, Nanpu Sag of Bohay Bay Basin, China / H. Suyun, G. Qiulin, C. Zhuoheng, M. Shiyun, X. Hongbin // Geologos – 2009. – Vol. 15 (2). – P. 91–102.
30. Wang, P. Statistical Analysis of Oil and Gas Discovery Data / P. Wang, V. Nair // Quantitative Analysis of Mineral and Energy Resources. – 1988. – Vol. 223. – P. 199–214. DOI: 10.1007/978-94-009-4029-1_12
31. Establishment of statistical models for oil and gas migration and accumulation coefficient and their applications in frontier exploration basins / Z. Wei, L. Chenglin, Z. Daoyong, Z. Jie, W. Xiaozhi, H. Weiyu, L. Bin, L. Yongjun // China Petroleum Exploration. – 2019. – Vol. 24. – P. 115–122. DOI: 10.3969/j.issn.1672-7703.2019.01.012

32. Wijaya, N. Probabilistic forecasting and economic evaluation of pressure-drawdown effect in unconventional oil reservoirs under uncertainty of water blockage severity / N. Wijaya, J. Sheng // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Vol. 185. – № 06646. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106646
33. Обобщение результатов ГРР на территории Пермского края с целью уточнения геологического, тектонического строения, сырьевой базы и нефтегазогеологического районирования: отчет по договору № 08z1789/4084, 2011 г. / А.В. Габнасыров, Д.Г. Михайлов, В.В. Макаловский [и. др.].
34. Оценка перспектив нефтегазоносности Соликамской и Сылвенской впадин с целью выделения новых нефтегазоперспективных зон и объектов / Т.В. Александрова, Ю.А. Ехлаков, А.М. Шибанова [и др.]. – М., 2010. – Кн. 1.
35. О масштабах миграции углеводородов в пределах Соликамской депрессии Предуральского прогиба и возможностях ее использования для прогноза нефтегазоносности / В.Л. Воеводкин, В.И. Галкин, И.А. Козлова, С.Н. Кривощеков, А.С. Козлов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 12.
36. Зонально-локальная оценка перспектив нефтегазоносности Соликамской депрессии / В.И. Галкин, И.А. Козлова, С.В. Галкин, А.В. Растегаев, В.В. Мелкомуков // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – № 10.
37. К методике оценки перспектив нефтегазоносности Соликамской депрессии по характеристикам локальных структур / В.И. Галкин, И.А. Козлова, А.В. Растегаев, И.В. Ванцева, С.Н. Кривощеков, В.Л. Воеводкин // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 7. – С. 12–17.
38. Галкин, В.И. Разработка зональных вероятностно-статистических моделей прогноза нефтегазоносности для верхневизейско-башкирского карбонатного нефтегазоносного комплекса на территории Соликамской депрессии / В.И. Галкин, О.А. Мелкишев // Новые идеи в геологии нефти и газа. – 2017.
39. Прогнозная оценка нефтегазоносности структур на территории Соликамской депрессии / В.И. Галкин, А.В. Растегаев, И.А. Козлова, И.В. Ванцева, С.Н. Кривощеков, В.Л. Воеводкин // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 7. – С. 4–7.
40. Галкин, В.И. Районирование территории Пермского края по степени перспективности приобретения нефтяных участков недр / В.И. Галкин, С.И. Соловьев // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 16. – С. 14–24. DOI: 10.15593/224-9923/2015.16.2
41. Козлова, И.А. К оценке перспектив нефтегазоносности Соликамской депрессии с помощью геолого-геохимических характеристик нефтегазоматеринских пород / И.А. Козлова, В.И. Галкин, И.В. Ванцева // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 7. – С. 24–27.
42. Кривощеков, С.Н. Оценка перспектив нефтегазоносности западной части Соликамской депрессии на основе геохимических и геодинамических данных / С.Н. Кривощеков, И.А. Козлова, И.В. Санников // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 6. – С. 12–15.
43. Дифференцированная вероятностная оценка генерационных процессов в отложениях доманикового типа пермского края / В.И. Галкин, Т.В. Карасева, И.А. Козлова, М.А. Носов, С.Н. Кривощеков // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 12. – С. 103–105.
44. Оценка перспектив нефтегазоносности юга Пермского края по органо-геохимическим данным / В.И. Галкин, И.А. Козлова, С.Н. Кривощеков, М.А. Носов, Н.С. Колтырина // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 7. – С. 32–35.
45. Геохимические показатели РОВ пород как критерии оценки перспектив нефтегазоносности / В.И. Галкин, И.А. Козлова, О.А. Мелкишев, М.А. Шадрина // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 9. – С. 28–31.
46. 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.

References

1. Kontorovich A.E., Burshtein L.M., Gurevich G.S., Demin V.I., Livshits V.R., Modelevskii M.S., Strakhov I.A., Vymiatnin A.A., Rastegin A.A. Kolichestvennaia otsenka perspektiv neftegazonosnosti slaboizuchennykh regionov [Quantitative assessment of the oil and gas potential of poorly studied regions]. Moscow, Nedra, 1988, 223 p.
2. Andreiko S.S. Razrabotka matematicheskoi modeli metoda prognozirovaniia gazodinamicheskikh iavlenii po geologicheskim dannym dlia uslovii Verkhnekamskogo mestorozhdeniia kaliinykh solei [Development of mathematical model of gas-dynamic phenomena forecasting method according to geological data in conditions of Verkhnekamskoie potash salt deposit]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiia. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2016, no. 21, pp. 345-353. DOI: 10.15593/224-9923/2016.21.6
3. Galkin V.I., Zhukov Iu.A., Shishkin M.A. Primenenie veroiatnostnykh modelei dlia lokal'nogo prognoza neftegazonosnosti [Application of probabilistic models for local forecast of oil and gas content]. Ekaterinburg: Ural'skoe otdelenie Rossiiskoi akademii nauk, 1990, 108 p.
4. Galkin V.I., Ponomareva I.N., Repina V.A. Issledovanie protsessa nefteizvlecheniia v kollektorakh razlichnogo tipa pustotnosti s ispol'zovaniem mnogomernogo statisticheskogo analiza [Study of oil recovery from reservoirs of different void types with use of multidimensional statistical analysis]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiia. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2016, no. 19, pp. 145-154. DOI: 10.15593/224-9923/2016.19.5
5. Galkin V.I., Sosnin N.E. Razrabotka geologo-matematicheskikh modelei dlia prognoza neftegazonosnosti slozhnopostroennykh struktur v devonskikh terrigennykh otlozheniiakh [Geological development of mathematical models for the prediction of oil and gas complex-built structures in the Devonian clastic sediments]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 4, pp. 28-31.
6. Galkin V.I., Shaikhutdinov A.N. O vozmozhnosti prognoza neftegazonosnosti iurskikh otlozhenii veroiatnostno-statisticheskimi metodami (na primere territorii deiatel'nosti TPP “Kogalymneftegaz” [About possibility to forecast the oil-and-gas content of Jurassic sediments based on probable and statistical methods (case study of the territorial industrial enterprise "Kogalymneftegas"]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2009, no. 6, pp. 11-14.
7. Galkin V.I., Shaikhutdinov A.N. Postroenie statisticheskikh modelei dlia prognoza debitov nefti po verkhneiurskim otlozheniiam Kogalymskogo regiona [Construction of statistical models for forecasting oil production rates for the Upper Jurassic deposits of the Kogalym region]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2010, no. 1, pp. 52-54.
8. Davydenko A.Iu. Veroiatnostno-statisticheskie metody v geologo-geofizicheskikh prilozheniiakh [Probabilistic-statistical methods in geological and geophysical applications]. Irkutsk, 2007, 29 p.
9. Dement'ev L.F. Matematicheskie metody i EVM v neftegazovoi geologii [Mathematical methods and computers in oil and gas geology]. Moscow, Nedra, 1987, 264 p.
10. Koshkin K.A., Tatarinov I.A. Razrabotka veroiatnostnykh modelei zonal'nogo prognoza neftegazonosnosti tsentral'noi chasti Permskogo svoda po strukturno-moshchnostnym kriteriiam [Development of Zone Forecast probability Models for Oil and Gas Potential in the Central Part of the Permian Uplift by Structural and Capacity Criteria]. *Nedropol'zovanie*, 2021, vol. 21, no. 1, pp. 2-8. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.1.1
11. Krivoshchekov S.N., Galkin V.I. Postroenie matritsy elementarnykh iacheek pri prognoze neftegazonosnosti veroiatnostno-statisticheskimi metodami na territorii Permskogo kraia [Construction of a matrix of elementary cells when predicting oil and gas content using probabilistic and statistical methods in the Perm Krai]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2008, no. 8, pp. 20-23.
12. Krivoshchekov S.N., Galkin V.I., Volkova A.S. Razrabotka veroiatnostno-statisticheskoi metodiki prognoza neftegazonosnosti struktur [Development of a probabilistic-statistical methodology for predicting the oil and gas content of structures]. *Neftepromyslovoe delo*, 2010, no. 7, pp. 28-31.
13. Mikhalevich I.M. Primenenie matematicheskikh metodov pri analize geologicheskoi informatsii (s ispol'zovaniem komp'iuternykh tekhnologii: Statistica) [Application of mathematical methods in the analysis of geological information (using computer technology: Statistica)]. Irkutsk: Irkutskii gosudarstvennyi universitet, 2006, 115 p.
14. Pomorskii Iu.L. Metody statisticheskogo analiza eksperimental'nykh dannykh [Methods for statistical analysis of experimental data]. Leningrad, 1960, 174 p.
15. Porotov G.S. Matematicheskie metody modelirovaniia v geologii [Mathematical modeling methods in geology]. Saint Petersburg: Sankt-Peterburgskii gosudarstvennyi gornyi institut (tekhnicheskii universitet), 2006, 223 p.
16. Sosnin N.E. Razrabotka statisticheskikh modelei dlia prognoza neftegazonosnosti (na primere terrigennykh devonskikh otlozhenii Severo-Tatarskogo svoda) [Development of statistical models for predicting oil-and-gas content (on the example of terrigenous Devonian sediments of North Tatar arch)]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiia. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2012, no. 5, pp. 16-25.
17. Afifi H., Elmahdy M., Saban M., Abuelkheir M. Probabilistic Forecasting for Oil Producing Wells Using Seq2seq Augmented Model. *Eng. Proc.*, 2022, vol. 18 (1), 16 p. DOI: 16. 10.3390/engproc2022018016
18. Chen Z., Osadetz K. Undiscovered Petroleum Accumulation Mapping Using Model-Based Stochastic Simulation. *Math Geol.*, 2006, vol. 38, pp. 1-16. DOI: 10.1007/s11004-005-9000-1
19. Camporeale E., Chu X., Agapitov O., Bortnik J. On the generation of probabilistic forecasts from deterministic models. *Space Weather*, 2019, vol. 17, pp. 455-475. DOI: 10.1029/2018SW002026
20. Dore A.G., Sinding-Larsen R. Risk analysis and full-cycle probabilistic modelling of prospects a prototype system developed for the Norwegian shelf. *Norwegian Petroleum Society Special Publications*, 1996, vol. 6, pp. 153p165. DOI: 10.1016/S0928-8937(07)80016-6
21. Guo Q., Ren H., Yu J., Wang J., Liu J., Chen N. A method of predicting oil and gas resource spatial distribution based on Bayesian network and its application. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 208, 109267 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109267
22. Koshkin K.A., Melkishev O.A. Use of derivatives to assess preservation of hydrocarbon deposits. *International Conference Information Technologies in Business and Industry*. Tomsk, 2018, vol. 1015, 032092 p. DOI: 10.1088/1742-6596/1015/3/032092
23. Luo X., Zhang L., Lei Y., Yang W. Petroleum migration and accumulation: Modeling and applications. *AAPG Bulletin*, 2020, vol. 104, pp. 2247-2265. DOI: 10.1306/0422201618817104
24. Lupoi J.S., Hackley P.C., Birsic E., Fritz L.P., Solotky L., Weislogel A., Schlaegle S. Quantitative evaluation of vitrinite reflectance in shale using Raman spectroscopy and multivariate analysis, 2019, Fuel 254:115573. DOI: 10.1016/j.fuel.2019.05.156
25. Meisner J., Demirmen F. The creaming method: a bayesian procedure to forecast future oil and gas discoveries in mature exploration provinces. *Journal of the Royal Statistical Society. Series A*, 1981, vol. 144, no. 1, pp. 1-31. DOI: 10.2307/2982158
26. Mosobalaje O.O., Orodu O.D., Ogbe D. Descriptive statistics and probability distributions of volumetric parameters of a Nigerian heavy oil and bitumen deposit. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2019, vol. 9, pp. 645-661. DOI: 10.1007/s13202-018-0498-4

27. Olea R.A., Cook T.A., Coleman J.L. A Methodology for the Assessment of Unconventional (Continuous) Resources with an Application to the Greater Natural Buttes Gas Field, Utah. *Nat. Resour. Res.*, 2010, vol. 19, pp. 237-225. DOI: 10.1007/s11053-010-9127-8
28. Sadeghtabaghi Z., Talebkeikhah M., Rabbani A.R. Prediction of vitrinite reflectance values using machine learning techniques: a new approach. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2021, vol. 11, pp. 651-671. DOI: 10.1007/s13202-020-01043-8
29. Suyun H., Qiulin G., Zhuoheng C., Shiyun M., Hongbin X. Probability mapping of petroleum occurrence with a multivariate-Bayesian approach for risk reduction in exploration, Nanpu Sag of Bohay Bay Basin, China. *Geologos*, 2009, vol. 15 (2), pp. 91-102.
30. Wang P., Nair V. Statistical Analysis of Oil and Gas Discovery Data. *Quantitative Analysis of Mineral and Energy Resources*, 1988, vol. 223, pp. 199-214. DOI: 10.1007/978-94-009-4029-1_12
31. Wei Z., Chenglin L., Daoyong Z., Jie Z., Xiaozhi W., Weiyu H., Bin L., Yongjun L. Establishment of statistical models for oil and gas migration and accumulation coefficient and their applications in frontier exploration basins. *China Petroleum Exploration*, 2019, vol. 24, pp. 115-122. DOI: 10.3969/j.issn.1672-7703.2019.01.012
32. Wijaya N., Sheng J. Probabilistic forecasting and economic evaluation of pressure-drawdown effect in unconventional oil reservoirs under uncertainty of water blockage severity. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 185, no. 06646. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106646
33. Gabnasyrov A.V., Mikhailov D.G., Makalovskii V.V. et al. Obobshchenie rezul'tatov GRR na territorii Permskogo kraia s tsel'iu utochneniia geologicheskogo, tektonicheskogo stroeniia, syr'evoi bazy i neftegazogeologicheskogo raionirovaniia: otchet po dogovoru № 08z1789/4084, 2011 g. [Generalization of geological exploration results in the Perm Krai in order to clarify the geological, tectonic structure, resource base and oil and gas geological zoning: report under contract No. 08z1789/4084, 2011.].
34. Aleksandrova T.V., Ekhlakov Iu.A., Shibanova A.M. et al. Otsenka perspektiv neftegazonosnosti Solikamskoi i Sylvenskoi vpadin s tsel'iu vydeleniia novykh neftegazoperspektivnykh zon i ob"ektov [Assessment of the oil and gas potential of the Solikamsk and Sylven depressions in order to identify new oil and gas promising zones and objects]. Moscow, 2010, book 1.
35. Voevodkin V.L., Galkin V.I., Kozlova I.A., Krivoshchekov S.N., Kozlov A.S. O masshtabakh migratsii uglevodorodov v predelakh Solikamskoi depressii Predural'skogo progiba i vozmozhnostiakh ee ispol'zovaniia dlia prognoza neftegazonosnosti [On the scale of hydrocarbon migration within the Solikamsk depression of the Cis-Ural trough and the possibilities of its use for forecasting oil and gas content]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2010, no. 12.
36. Galkin V.I., Kozlova I.A., Galkin S.V., Rastegaev A.V., Melkomukov V.V. Zonal'no-lokal'naia otsenka perspektiv neftegazonosnosti Solikamskoi depressii [Zonal-local assessment of oil and gas potential prospects of the Solikamsk Depression]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2007, no. 10.
37. Galkin V.I., Kozlova I.A., Rastegaev A.V., Vantseva I.V., Krivoshchekov S.N., Voevodkin V.L. K metodike otsenki perspektiv neftegazonosnosti Solikamskoi depressii po kharakteristikam lokal'nykh struktur [Evaluation of Solikamsk depression petroleum potential based on generation-dynamic characteristics of oil and gas source rocks]. *Neftepromyslovoe delo*, 2010, no. 7, pp. 12-17
38. Galkin V.I., Melkishev O.A. Razrabotka zonal'nykh veroiatnostno-statisticheskikh modelei prognoza neftegazonosnosti dlia verkhnevizeisko-bashkirskogo karbonatnogo neftegazonosnogo kompleksa na territorii Solikamskoi depressii [Development of zonal probabilistic-statistical models for forecasting oil and gas content for the Upper Visean-Bashkir carbonate oil and gas complex in the territory of the Solikamsk Depression]. *Novye idei v geologii nefti i gaza*, 2017.
39. Galkin V.I., Rastegaev A.V., Kozlova I.A., Vantseva I.V., Krivoshchekov S.N., Voevodkin B.L. Prognoznaia otsenka neftegazonosnosti struktur na territorii Solikamskoi depressii [Forecast assessment of oil and gas potential of structures in the Solikamsk Depression]. *Neftepromyslovoe delo*, 2010, no. 7, pp. 4-7
40. Galkin V.I., Solov'ev S.I. Raionirovanie territorii Permskogo kraia po stepeni perspektivnosti priobreteniia neftianykh uchastkov nedr [Classification of Perm krai areas according to prospectivity for oil fields acquisition]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiia. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2015, no. 16, pp. 14-24. DOI: 10.15593/224-9923/2015.16.2
41. Kozlova I.A., Galkin V.I., Vantseva I.V. K otsenke perspektiv neftegazonosnosti Solikamskoi depressii s pomoshch'iu geologo-geokhimicheskikh kharakteristik neftegazomaterinskikh porod [Evaluation of Solikamsk depression petroleum potential based on generation-dynamic characteristics of oil and gas source rocks]. *Neftepromyslovoe delo*, 2010, no. 7, pp. 24-27
42. Krivoshchekov S.N., Kozlova I.A., Sannikov I.V. Otsenka perspektiv neftegazonosnosti zapadnoi chasti Solikamskoi depressii na osnove geokhimicheskikh i geodinamicheskikh dannykh [Estimate of the petroleum potential of the western Solikamsk depression based on geochemical and geodynamic data]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no. 6, pp. 12-15.
43. Galkin V.I., Karaseva T.V., Kozlova I.A., Nosov M.A., Krivoshchekov S.N. Differentsirovannaia veroiatnostnaia otsenka generatsionnykh protsessov v otlozheniiakh 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.
44. Galkin V.I., Kozlova I.A., Krivoshchekov S.N., Nosov M.A., Koltyrina N.S. 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.
45. Galkin V.I., Kozlova I.A., Melkishev O.A., Shadrina M.A. Geokhimicheskie pokazateli ROV porod kak kriterii otsenki perspektiv neftegazonosnosti [Geochemical indicators of dispersed organic matter (DOM) of rocks as criteria of hydrocarbon potential evaluation]. *Neftepromyslovoe delo*, 2013, no. 9, pp. 28-31.
46. 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.

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