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

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

Разработка комплексной модели зональной нефтегазоносности по критериям миграции, аккумуляции и консервации углеводородов (на примере северной части Башкирского свода)

П.О. Чалова

Пермский национальный исследовательский политехнический университет (Российская Федерация, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29)

Development of a Comprehensive Model of Zonal Oil and Gas Content based on the Criteria of Migration, Accumulation and Conservation of Hydrocarbons (using the Example of the Northern Part of the Bashkir Arch)

Polina O. Chalova

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

Получена / Received: 04.04.2025. Принята / Accepted: 19.09.2025. Опубликована / Published: 24.10.2025

Ключевые слова:
рассеянное органическое вещество, статистическая оценка, битумоидный коэффициент, нерастворимый остаток, критерии нефтегазоносности, прогноз зональной нефтегазоносности, Башкирский свод.

На примере северной части Башкирского свода (БС) в пределах Пермского края выполнен зональный прогноз нефтегазоносности на основе комплексирования генерационных, миграционных, аккумуляционных и консервационных показателей. Актуальность исследования обусловлена снижением эффективности геологоразведки в условиях высокой изученности данной территории.
Исследование направлено на разработку вероятностной модели для оценки зональной нефтегазоносности путем комплексирования вероятностных оценок процессов генерации и миграции рассеянного органического вещества, зон аккумуляции и консервации залежей углеводородов.
Ранее было установлено, что процессы генерации и миграции рассеянного органического вещества в основном определяются величиной битумоидного коэффициента – β, %, и нерастворимого остатка – НО, %. Процесс аккумуляции залежей углеводородов напрямую зависит от абсолютных отметок и мощностей между основными отражающими горизонтами БС. Сохранность залежей углеводородов контролируется гидрогеохимическими особенностями пластовых вод, среди которых ключевое значение имеют минерализация и коэффициент метаморфизации пластовых вод.
В рамках данной работы по критериям, характеризующим процессы генерации и миграции $\left(P^{Г}_{КОМ}\right)$, аккумуляции $\left(P^{А}_{КОМ}\right)$ и консервации (сохранности) $\left(P^{К}_{КОМ}\right)$ залежей углеводородов (УВ), разработана комплексная вероятность $P_{комп}$. Анализ значений $P_{комп}$ по территориям в пределах контуров месторождений УВ (класс «в контуре») и территориям за пределом контуров нефтегазоносности (класс «вне контура») показал, что данный критерий характеризуется статистически различными средними значениями $P_{комп}$ в классах (0,536 – «в контуре» и 0,424 – «вне контура).
В результате сопоставления $P_{комп}$ с критериями, определяющими процессы генерации и миграции $\left(P^{Г}_{КОМ}\right)$, аккумуляции $\left(P^{А}_{КОМ}\right)$ и консервации $\left(P^{К}_{КОМ}\right)$ залежей УВ, установлено, что наибольшее влияние на $P_{комп}$ оказывает аккумуляционный критерий $P^{А}_{КОМ}$ (r = 0,864), затем критерий генерации и миграции $P^{Г}_{КОМ}$ (r = 0,355). Критерий сохранности $P^{К}_{КОМ}$ оказывает меньшее влияние (r = –0,146). Анализ распределения значений $P_{комп}$ по исследуемой территории позволил установить, что значения вероятности зональной нефтегазоносности $P_{комп}$ более 0,7 доли ед. характерны для юго-западной части БС, где сосредоточены крупные нефтегазовые месторождения.
Разработанная модель демонстрирует достаточно высокую прогностическую способность оценки зональной нефтегазоносности территории БС. Наибольшее влияние на нефтегазоносность оказывают характеристики, связанные с процессами аккумуляции залежей УВ $\left(P^{А}_{КОМ}\right)$, что подтверждает традиционную концепцию приуроченности залежей УВ к антиклинальным (приподнятым) структурам. Результаты исследования применимы при прогнозирования зон нефтегазонакопления и ранжирования подготовленных структур по очередности ввода в глубокое бурение в целях оптимизации геолого-разведочных работ в Пермском крае.

Keywords:
dispersed organic matter, statistical assessment, bitumen coefficient, insoluble residue, oil and gas potential criteria, forecast of zonal oil and gas potential, Bashkir Arch.

Using the northern part of the Bashkir Arch (BA) in Perm Krai as an example, a zonal oil and gas potential forecast was developed based on a combination of generation, migration, accumulation, and conservation indicators. The relevance of the study is due to the declining efficiency of geological exploration in the highly studied area.
The study aims to develop a probabilistic model for assessing zonal oil and gas potential by combining probabilistic estimates of the generation and migration of dispersed organic matter, as well as the accumulation and conservation zones of hydrocarbon deposits.
It has previously been established that the generation and migration of dispersed organic matter are primarily determined by the bitumen coefficient (β, in %) and the insoluble residue (IR, in %). The accumulation of hydrocarbon deposits directly depends on the absolute elevations and thicknesses between the main reflecting horizons of the BA. The preservation of hydrocarbon deposits is controlled by the hydrogeochemical properties of formation waters, among which the mineralization and metamorphism coefficient of formation waters are of key importance.
Within the framework of this work, a complex probability was developed based on the criteria characterizing the processes of generation and migration (P^{g}_{com}), accumulation (P^{a}_{com}) and conservation (preservation) (P^{c}_{com}) of hydrocarbon (HC) deposits. Analysis of the P_{com} values for territories within the contours of HC fields (class “in contour”) and territories outside the contours of oil and gas bearing capacity (class “outside contour”) showed that this criterion is characterized by statistically different average P_{com} values in the classes (0.536 – “in contour” and 0.424 – “outside contour”).
A comparison of P_{com} with the criteria determining the processes of generation and migration (P^{g}_{com}), accumulation (P^{a}_{com}), and conservation (P^{c}_{com}) of hydrocarbon deposits revealed that the accumulation criterion P^{a}_{com} has the greatest influence on the P_{com} (r = 0.864), followed by the generation and migration criterion P^{g}_{com} (r = 0.355). The preservation criterion P^{c}_{com} has a lesser influence (r = –0.146). An analysis of the distribution of P_{com} values across the study area revealed that zonal oil and gas potential probabilities P_{com} greater than 0.7 units are characteristic of the southwestern part of the BA region, where large oil and gas fields are concentrated.
The developed model demonstrates a relatively high predictive ability for assessing the zonal oil and gas potential of the BA territory. Characteristics associated with hydrocarbon accumulation processes (P^{a}_{com}) have the greatest impact on oil and gas potential, confirming the traditional concept of hydrocarbon deposits confined to anticlinal (uplifted) structures. The study's results are applicable to predicting oil and gas accumulation zones and ranking prepared structures based on the priority of deep drilling to optimize geological exploration in the Perm Krai.

Чалова Полина Олеговна – старший преподаватель кафедры геологии нефти и газа (тел.: +007 (342) 219 83 67, e-mail: chalovapolina@yandex.ru).

Polina O. Chalova (Author ID in Scopus: 57223986143, ORCID: 0000-0002-4862-0116) – Senior Lecturer at the Department of Oil and Gas Geology (tel.: +007 (342) 219 83 67, e-mail: chalovapolina@yandex.ru).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:
Чалова, П.О. Разработка комплексной модели зональной нефтегазоносности по критериям миграции, аккумуляции и консервации углеводородов (на примере северной части Башкирского свода) / П.О. Чалова // Недропользование. – 2025. – Т.25, №3. – С. 188–194. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.3.8

Please cite this article in English as:
Chalova P.O. Development of a Comprehensive Model of Zonal Oil and Gas Content based on the Criteria of Migration, Accumulation and Conservation of Hydrocarbons (using the Example of the Northern Part of the Bashkir Arch). *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2025, vol.25, no.3, pp. 188-194. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.3.8

Введение

На сегодняшний день вовлечение в разработку новых месторождений является одной из приоритетных задач для обеспечения спроса на углеводороды на экспортном и внутреннем рынках. При этом за последнее время отмечается снижение коэффициента успешности геологоразведочных работ (ГРР). Это связано с тем, что в настоящее время в большей степени ГРР направлено на подготовку структур малой площади и амплитуд [1]. Оценка перспектив и повышение эффективности прогноза нефтегазоносности без привлечения дорогостоящих методов становится все более значимой [2–11]. В этой связи одним из актуальных направлений оптимизации ГРР и увеличения ресурсной базы УВ Пермского края является прогноз зональной нефтегазоносности по комплексу различных критериев.

Традиционные подходы, основанные на анализе отдельных геологических или геофизических параметров, зачастую не обеспечивают достаточной точности оценок [12–16]. Поэтому особую значимость приобретает комплексный анализ накопленных данных по различным геолого-геофизическим исследованиям [17–21].

Предшествующий анализ результатов накопленных данных по территории северной части Башкирского свода (БС) позволил на основе геохимических исследований [22] разработать комплексный вероятностный генерационно-миграционный критерий прогноза эпигенетичности битумоидов (наиболее подвижной части рассеянного органического вещества (РОВ) $P^{Г}_{КОМ}$, основанный на следующих геохимических характеристиках: битумоидный коэффициент, концентрация органического углерода и нерастворимого остатка, процентное содержание битумоидов и гуминовых кислот, а также коэффициент нейтральности битумоидов. В процессе анализа зависимости комплексной вероятности эпигенетичности битумоидов от характеристик РОВ установлено, что наибольшим влиянием на процесс дифференциации РОВ обладают величины нерастворимого остатка и битумоидный коэффициент [23, 24].

На основе аккумуляционных характеристик, а именно по данным абсолютных отметок и мощностей, между основными отражающими горизонтами территории исследования также ранее разработан комплексный вероятностный аккумуляционный критерий $P^{А}_{КОМ}$ [25]. По результатам построения схемы данного критерия установлено, что области повышенных (>0,7 доли ед.) вероятностей нефтегазоносности $P^{А}_{КОМ}$ совпадают с наиболее приподнятыми структурами второго порядка, что не противоречит региональным особенностям нефтегазоносности БС, так как известно, что нефтегазоносность тяготеет к приподнятым структурам и участкам. Вероятностная модель по структурным характеристикам $P^{А}_{КОМ}$ отражает процессы аккумуляции залежей УВ.

Гидрогеологические характеристики БС контролируют сохранность залежей углеводородов [26]. Критерий сохранности (консервации) залежей УВ $P^{К}_{КОМ}$ включает в себя величину минерализации и коэффициент метаморфизации пластовых вод. Диапазон изменения $P^{К}_{КОМ}$ меньший в сравнении с $P^{Г}_{КОМ}$ и $P^{А}_{КОМ}$, несмотря на это данный критерий обладает статистически значимым различием средних в пределах контуров месторождений УВ (класс «в контуре») и территориям за пределом контуров нефтегазоносности (класс «вне контура») и его можно использовать в комплексе с другими критериями.

Целью данной работы является разработка комплексной вероятностной модели зональной нефтегазоносности территории северной части БС, которая позволит учесть процессы образования и формирования залежей УВ, а именно: генерацию и миграцию рассеянного органического вещества, аккумуляцию и консервацию (сохранность) углеводородов.

Методы и материалы

В последнее время с учетом стремительного развития цифровых технологий задачи прогноза и оценки нефтегазоносности как в России, так и за рубежом все чаще решают средствами машинного обучения (ML) [27–35]. Так, в статье [36] продемонстрирована возможность восполнения пропущенных каротажных данных с помощью ML и их дальнейшее использование при планировании геологоразведочных работ на нефть и газ. В работе [37] представлены результаты применения модели машинного обучения при прогнозировании пространственного распределения нефти и газа в формации Сангунхэ в Китае. Авторы отмечают, что ML позволяет визуализировать риски геолого-разведочных работ, тем самым оптимизируя стратегию бурения и увеличивая экономическую эффективность. В статье [38] на основе большого фактического материала по добыче нефти демонстрируется возможность прогнозирования кривой P50 с помощью модели машинного обучения seq2seq.

Однако с помощью наиболее популярных в последнее время методов машинного обучения (нейросети, деревья решений и др.) нельзя получить интерпретацию рассматриваемых процессов. Поэтому для решения задач типизации и построения моделей зонального прогноза нефтегазоносности на территории БС использованы методы вероятностно-статистического моделирования, которые позволяют делать интерпретируемые и достоверные выводы о взаимосвязях параметров внутри моделей [39, 40]. Немаловажным преимуществом использования вероятностно-статистических методов является возможность комплексирования различной геологической информации, которая может быть представлена в различных единицах измерения и обладать существенно различными диапазонами изменения. Решение аналогичных задач прогноза нефтегазоносности с помощью вероятностно-статистических методов представлено в работах [42–55].

Разработка комплексного критерия зональной нефтегазоносности

Комплексная вероятностная модель зонального прогноза нефтегазоносности должна учитывать ранее полученные критерии нефтегазоносности по геохимическим, структурным и гидрогеологическим характеристикам.

Комплексная вероятность зональной нефтегазоносности вычисляется по следующей формуле (1):

$$P_{комп i} = \frac{Pi^{Г}_{КОМ} \cdot Pi^{А}_{КОМ} \cdot Pi^{К}_{КОМ}}{Pi^{Г}_{КОМ} \cdot Pi^{А}_{КОМ} \cdot Pi^{К}_{КОМ} + \left(1 - Pi^{Г}_{КОМ}\right)\left(1 - Pi^{А}_{КОМ}\right)\left(1 - Pi^{К}_{КОМ}\right)}, \quad (1)$$

где $Pi^{Г}_{КОМ}$ – вероятность эпигенетичности битумоидов, $Pi^{А}_{КОМ}$ – вероятность нефтегазоносности по структурным характеристикам, $Pi^{К}_{КОМ}$ – вероятность нефтегазоносности по гидрогеологическим характеристикам.

Таблица 1

t-критерий Стьюдента $P_{комп i}$ по классам

	Вне контура месторождений	В контуре месторождений
Количество образцов	630	987
Среднее значение ± стандартное отклонение	0,424 ± 0,319	0,563 ± 0,358
t-критерий Стьюдента	**-7,964**	
Достигаемый уровень значимости *p*-value	**$<10^{-2}$**	

Таблица 2

Матрица корреляций $P_{комп}$ с вероятностями по различным критериям

	$P_{комп}$, доли ед.	$P_{комп}$, доли ед. Верхняя строка-класс «вне контура», нижняя строка – класс «в контуре»
$P_К^{ЭПИ}$, доли ед.	0,355*	0,366* 0,325*
$P_{СТРУКТ}^{К}$, доли ед.	0,864*	0,803* 0,905*
$P_{ГТ}^{К}$, доли ед.	–0,146*	–0,010 –0,343*

* статистически значимый коэффициент корреляции r ($p \le 10^{-2}$).

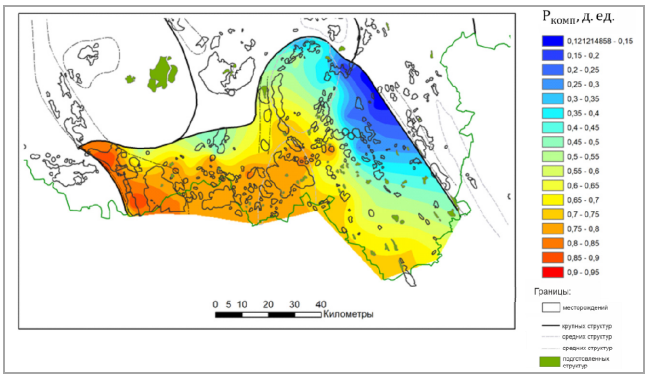


Рис. 1. Схема изменения значений $P_{комп}$, *доли ед.* по территории северной части Башкирского свода

Для количественной оценки влияния вероятностей по различным характеристикам на комплексный критерий зональной нефтегазоносности $P_{комп i}$ проведен статистический анализ по следующему алгоритму:

1. Все данные (1617 наблюдений) ранжированы от минимального до максимального значения комплексного критерия зональной нефтегазоносности $P_{комп i}$.

2. На основе первых трех наблюдений построена многомерная регрессионная модель зависимости обобщающей вероятности ($P_{комп}$) от значений вероятностей по различным характеристикам $\left(P^{Г}_{КОМ}, P^{А}_{КОМ}, P^{К}_{КОМ}\right)$. Для модели вычислены *t*-критерии значимости угловых коэффициентов при переменных.

3. На каждой последующей итерации количество наблюдений увеличивается на одно и так до максимального значения $P_{комп}$.

4. Далее на поле корреляции наносятся все значения *t*-критериев угловых коэффициентов при переменных по всем моделям.

Полученный алгоритм позволяет детально оценить формирование комплексного критерия зональной вероятности нефтегазоносности $P_{комп i}$ по рассматриваемым характеристикам геологического строения БС.

Результаты

Комплексный критерий зональной нефтегазоносности $P_{комп}$ по вероятностям эпигенетичности битумоидов $\left(P^{Г}_{КОМ}\right)$, аккумуляционному $\left(P^{А}_{КОМ}\right)$ и консервационному $\left(P^{К}_{КОМ}\right)$ критериям рассчитан по формуле (1). Вероятность $P_{комп}$ обладает статистически значимыми различиями средних в пределах контуров месторождений УВ (класс «в контуре») и территориям за пределом контуров нефтегазоносности (класс «вне контура»), что подтверждается высоким значением *t*-критерия Стьюдента и низким значением *p*-value $\le 10^{-2}$ (табл. 1).

Для оценки влияния вероятностей по различным критериям $\left(P^{Г}_{КОМ}, P^{А}_{КОМ}, P^{К}_{КОМ}\right)$ на $P_{комп}$ проведен корреляционный анализ по классам «в контуре» и «вне контура» (табл. 2).

Наибольшая корреляция (r = 0,864, $p \le 10^{-2}$) с $P_{комп}$ наблюдается со структурным критерием $P^{К}_{СТРУКТ}$. С геохимическим критерием $P_К^{ЭПИ}$ коэффициент парной корреляции равен 0,355, $p \le 0,05$. Гидрогеологический критерий обладает наименьшей парной корреляцией с комплексной вероятностью r = –0,146, $p \le 10^{-2}$. Исходя из этого, можно сделать вывод о совместном влиянии структурных, геохимических и гидрогеологических характеристик на зональную нефтегазоносность БС, при этом гидрогеологический параметр оказывает меньшее влияние. По классам также большим влиянием на комплексную вероятность обладает величина $P^{К}_{СТРУКТ}$, где коэффициент парной корреляции для обоих классов > 0,8.

Схема изменения значений $P_{комп}$ по площади северной части Башкирского свода представлена на рис. 1.

Наибольшая вероятность нефтегазоносности характерна для юго-западной части Башкирского свода в пределах Пермского края. На данной территории расположены такие крупные месторождения как: Красноярско-Куединское, Шагиртско-Гожанское, Татышлинское, Одиновское, Быркинское, Гондыревское, Альняшское и др. Данной территории также присуще наиболее приподнятое положение НГК в тектоническом плане. Меньшей вероятностью нефтегазоносности обладают структуры, расположенные в северной и северо-восточной частях Башкирского свода. Этим же частям территории исследований соответствует меньшее количество уже открытых месторождений. Модель $P_{комп}$ на зональном уровне учитывает процессы генерации и миграции рассеянного органического вещества, а также аккумуляции и степени сохранности залежей углеводородов.

Взаимосвязь вероятностных критериев с комплексной вероятностью $P_{комп}$ проанализирована при помощи пошагового многомерного регрессионного анализа $P_{комп} = f(P^{Г}_{КОМ}, P^{А}_{КОМ}, P^{К}_{КОМ})$. В общем виде уравнение регрессии выглядит следующим образом (2):

$$P_{комп} = B + k1 \cdot P^{А}_{КОМ} + k2 \cdot P^{Г}_{КОМ} + k3 \cdot P^{К}_{КОМ}, \qquad (2)$$

Таблица 3

Статистические характеристики уравнений регрессии зависимостей $P_{комп} = f(P^{Г}_{КОМ}, P^{А}_{КОМ}, P^{К}_{КОМ})$

Диапазон значений $P_{комп}$, доли ед.	*t*-критерии для угловых коэффициентов при переменных:			Коэффициент детерминации модели R^2	Достигаемый уровень статистической значимости *p*-value
	$P^{А}_{КОМ}$	$P^{Г}_{КОМ}$	$P^{К}_{КОМ}$		
0,07 – 0,1	-4,248	-7,462	9,657	0,676	0,044
0,07 – 0,2	8,492	4,244	-5,984	0,623	0,032
0,07 – 0,3	8,552	6,325	-3,515	0,493	0,031
0,07 – 0,4	21,793	14,939	-5,239	0,754	0,028
0,07 – 0,5	24,947	18,733	-5,198	0,760	0,047
0,07 – 0,6	32,197	23,678	-4,288	0,809	0,009
0,07 – 0,7	37,678	22,726	-3,011	0,839	0,002
0,07 – 0,8	44,828	26,093	-3,681	0,872	0,002
0,07 – 0,9	77,597	51,739	-5,032	0,937	0,001
0,07 – 1	87,863	33,616	5,234	0,924	0,003

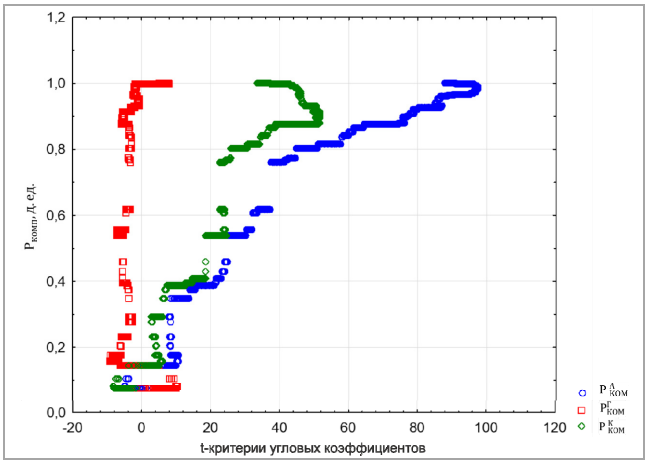


Рис. 2. Динамика изменения t-критериев для угловых коэффициентов в уравнениях множественной регрессии $P_{комп} = f(P^{Г}_{КОМ}, P^{А}_{КОМ}, P^{К}_{КОМ})$

Уравнение содержит свободный член B, и угловые коэффициенты *k*1, *k*2, *k*3, включаемые в модель последовательно. Данные коэффициенты указывают на вклад каждого критерия и обладают различным статистическим качеством, которое оценивается *t*-критерием Стьюдента.

Для диапазона $P_{комп}$ от 0 до 1 получена следующая модель:

$$P_{комп} = -0,6012 + 0,8531 \cdot P^{А}_{КОМ} + \\ + 0,5658 \cdot P^{Г}_{КОМ} + +0,7971 \cdot P^{К}_{КОМ}.$$
$$R^2 = 0,8535,\ p \le 10^{-2}$$

На первом шаге в модель включается переменная, оказывающая на значение $P_{комп}$ большее влияние – аккумуляционный критерий $P^{А}_{КОМ}$. Модель является статистически значимой F-критерий равен 3132,074.

Поэтапное формирование $P_{комп}$ в виде динамики изменения *t*-критериев угловых коэффициентов в регрессионной зависимости $P_{комп} = f(P^{Г}_{КОМ}, P^{А}_{КОМ}, P^{К}_{КОМ})$ проанализировано в соответствии с алгоритмом из раздела «Методы и материалы». Результаты построения моделей множественной регрессии с шагом в 0,1 доли ед. $P_{комп}$ приведены в табл. 3.

Из табл. 3 видно, с увеличением $P_{комп}$ значение R^2 растет от 0,676 до 0,924, все модели являются статистически значимыми. *t*-критерии угловых коэффициентов при $P^{А}_{КОМ}$ и $P^{Г}_{КОМ}$ характеризуются высокими положительными значениями, что указывает на их высокую значимость при прогнозировании $P_{комп}$. Значения *t*-критерия угловых коэффициентов при $P^{К}_{КОМ}$ меньше 0 и обладают более низким значением по модулю, что указывает на существенно меньший вклад гидрогеологических характеристик в $P_{комп}$. График изменения *t*-критериев для угловых коэффициентов для всех 1617 моделей приведен на рис. 2.

Формирование комплексного критерия зональной нефтегазоносности можно разделить на 4 этапа:

1. До значения $P_{комп} = 0,4$ доли ед. все 3 комплексных критерия работают согласованно, *t*-критерии угловых членов при всех критериях изменяются в небольшом диапазоне ± 20.

2. До величины $P_{комп} = 0,7$ доли ед. *t*-критерии угловых членов при гидрогеологическом критерии $P^{К}_{КОМ}$ на всем диапазоне остаются практически постоянными, геохимический и структурный критерии продолжают работать функционально, имея один и тот же вектор изменения. Диапазон изменения t-критерия углового члена при структурном параметре больше в сравнении с геохимическим.

3. Далее по мере увеличения $P_{комп}$ до 0,9 доли ед. модель влияния меняется. t-критерии угловых членов при $P^{К}_{КОМ}$ не изменяются, геохимический критерий $P^{Г}_{КОМ}$ оказывает меньшее влияние, так как величина *t*-критериев угловых коэффициентов при $P^{Г}_{КОМ}$ меньше, чем при $P^{А}_{КОМ}$, при этом их скорость роста резко возрастает по сравнению с предыдущим интервалом.

4. При $P_{комп}$ более 0,9 доли ед. наблюдается уменьшение *t*-критериев угловых членов при $P^{Г}_{КОМ}$, их приближение к 0 при $P^{К}_{КОМ}$ и рост при $P^{А}_{КОМ}$.

На всем диапазоне изменения $P_{комп}$ при одном значении комплексной вероятности *t*-критерии угловых членов для гидрогеологического критерия $P^{К}_{КОМ}$ во всех моделях всегда меньше по модулю, чем *t*-критерии угловых членов структурного $P^{А}_{КОМ}$ и геохимического $P^{Г}_{КОМ}$ критериев, диапазон его изменения от -9 до 10,53. При этом диапазон изменения *t*-критерия для углового члена при $P^{А}_{КОМ}$ гораздо больше и изменяется в пределах от -4,72 до 97,56, величина *t*-критерия для угловых членов при $P^{Г}_{КОМ}$ не превышает 52. Таким образом, анализ динамики изменения t-критериев для угловых коэффициентов в уравнениях зависимости $P_{комп}$ от $P^{Г}_{КОМ}$, $P^{А}_{КОМ}$ и $P^{К}_{КОМ}$ на количественном уровне подтвердил большее влияние структурных характеристик на величину комплексной вероятности, учитывающей процессы генерации и миграции РОВ, аккумуляции и консервации углеводородов на зональном уровне.

Заключение

По комплексным критериям, характеризующим процессы генерации и миграции РОВ ($P^{Г}_{КОМ}$), аккумуляции ($P^{А}_{КОМ}$) и консервации ($P^{К}_{КОМ}$) залежей углеводородов разработана обобщающая комплексная модель критерия $P_{комп}$. Анализ значений критерия $P_{комп}$ по двум классам («в контуре» и «вне контура») показал, данный критерий является статистически значимым (*t*-критерий Стьюдента равен -7,964, $p \le 10^{-2}$). Высокие

значения вероятности зональной нефтегазоносности $P_{комп}$ более 0,7 доли ед. характерны для юго-западной части Башкирского свода в пределах Пермского края. Данная комплексная модель $P_{комп}$ учитывает рассматриваемые процессы формирования промышленных залежей углеводородов.

Анализ взаимосвязей генерационно-миграционного ($P^{Г}_{КОМ}$), аккумуляционного ($P^{А}_{КОМ}$) и консервационного ($P^{К}_{КОМ}$) критериев с величиной комплексной вероятности зональной нефтегазоносности $P_{комп}$ на территории БС показал, что большей корреляцией с величиной $P_{комп}$ обладает вероятностный критерий по структурным характеристикам (r = 0,864). Это так же подтверждается величиной t-критериев для угловых коэффициентов при $P^{А}_{КОМ}$ в уравнениях множественной регрессии $P_{комп}$ от $P^{Г}_{КОМ}$, $P^{А}_{КОМ}$ и $P^{К}_{КОМ}$.

Библиографический список

1. Касьянов, И.В. Разработка методики прогноза подтверждаемости локальных структур, подготовленных сейсморазведкой МОГТ-2D в центральных районах Западной Сибири / И.В. Касьянов, С.К. Туренко // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2024. – № 5(389). – С. 22–32.
2. Оценка перспектив нефтегазоносности и выбор программы геологоразведочных работ на основе многовариантного геологического моделирования / Р.Н. Гайнаншин, С.Ф. Хафизов, В.Ю. Абрамов [и др.] // Территория Нефтегаз. – 2019. – № 3. – С. 12–16.
3. Norouzi, N. The fall of oil Age: A scenario planning approach over the last peak oil of human history by 2040 / N. Norouzi, M. Fani, Z. K. Ziarani // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Vol. 188. – P. 106827. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106827
4. Porosity prediction based on improved structural modeling deep learning method guided by petrophysical information / Bo-Cheng Tao, Huai-Lai Zhou, Wen-Yue Wu, Gan Zhang, Bing Liu, Xing-Ye Liu // Petroleum Science. – 2025. DOI: 10.1016/j.petsci.2025.03.035
5. Geochemical evaluation of sedimentary rocks and hydrocarbon fluids in the Amistad offshore field, Progreso Basin Province, Southwest Ecuador / M.A. Guzmán, G. Márquez, C. Boente, C. Witt, A. Morato, R. Tocco // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 213. – P. 110410. DOI: 10.1016/j.petrol.2022.110410
6. Макарова, И.С. Классификация и комплексирование методов прогноза нефтегазоносности / И.С. Макарова // Ceteris Paribus. – 2022. – № 4. – С. 85–88.
7. Ожгибесов, Е.С. Вероятностно-статистический прогноз нефтегазоносности локальных структур на территории Ижемской ступени / Е.С. Ожгибесов // Недропользование. – 2023. – Т. 23, № 4. – С. 159–165. DOI: 10.15593/2712-8008/2023.4.2
8. Орешкин, А.И. Формирование скоплений углеводородов и оптимизация прогноза нефтегазоносности юга Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / А.И. Орешкин // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2016. – № 88. – С. 36–45.
9. Катаев, О.И. Актуальные вопросы поисков новых месторождений нефти в Волго-Уральской провинции / О.И. Катаев, И.А. Ларочкина, К.С. Рейтюхов // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 1. – С. 33–37.
10. Лившиц, В.Р. Распределение ресурсов углеводородов по месторождениям различной крупности и по количеству залежей в них / В.Р. Лившиц, А.Э. Конторович // Геология и геофизика. – 2022. – Т. 63, № 11. – С. 1583–1590. DOI: 10.15372/GiG2022105
11. Мастепанов, А.М. Перспективы нефтяной отрасли России в оценках зарубежных прогностических центров / А.М. Мастепанов // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 9. – С. 54–59. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-9-54-59
12. Зональный прогноз нефтегазоносности юрских отложений в пределах территории деятельности ТПП «Когалымнефтегаз» / В.И. Галкин, В.В. Бродягин, А.А. Потрясов, К.Г. Скачек, А.Н. Шайхутдинов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – № 8. – С. 31–35.
13. Рыскин, М.И. К проблеме прямого прогнозирования залежей углеводородов / М.И. Рыскин, Е.Н. Волкова // Фундаментальные исследования. – 2009. – № 1. – С. 40–41.
14. Путилов, И.С. Разработка новой технологии многовариантного прогноза нефтегазоносности по сейсмическим данным / И.С. Путилов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 4. – С. 47–54.
15. Путилов, И.С. О необходимости использования новых критериев при прогнозе нефтегазоносности малоразмерных структур (на примере территории Пермского края) / И.С. Путилов, В.И. Галкин, Е.В. Пятунина // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 5. – С. 40–43. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-5-40-43
16. Прогноз перспективных зон в отложениях доманикового типа на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / А.А. Вашкевич, К.В. Стрижнев, В.А. Шашель [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 12. – С. 14–17. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-12-14-17
17. Характеристика нефтегазоматеринских толщ и модели нефтегазогенерации в разрезе акватории Карского моря на базе геохимических и геофизических исследований / В.Н. Бородкин, А.Г. Плавник, О.А. Смирнов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 3(363). – С. 23–34. DOI: 10.33285/2413-5011-2022-3(363)-23-34
18. Филиппов, Ю.Ф. Геологическая модель Предъенисейского верхнепротерозой-палеозойского осадочного бассейна на юго-востоке Западно-Сибирской провинции / Ю.Ф. Филиппов // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4. – С. 53–62. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-4-53-62
19. Комплексирование методов геологоразведочных работ для решения задач поиска и разведки нефти и газа / А.А. Поляков, А.В. Ступакова, Н.А. Малышев [и др.] // Георесурсы. – 2023. – Т. 25, № 4. – С. 240–251. DOI: 10.18599/grs.2023.4.17
20. Тимурзиев, А.И. Прогнозирование нефтегазоносности недр и методика поисков месторождений на основе глубинно-фильтрационной модели нефтегазообразования и нефтегазонакопления / А.И. Тимурзиев, А.С. Шумейкин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М: ВНИИОЭНГ, 2010. – № 9. – С. 22–29.
21. Методический подход при локальном прогнозе нефтегазоносности палеозойско-мезозойских отложений полуострова Ямал на базе комплексирования геофизических исследований / О.А. Смирнов, В.Н. Бородкин, А.В. Лукашов [и др.] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2023. – Т. 18, № 1. DOI: 10.17353/2070-5379/10_2023
22. Чалова, П.О. Особенности строения рассеянного органического вещества северной части Башкирского свода / П.О. Чалова // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXVIII Международного молодежного научного симпозиума имени академика М.А. Усова, посвященного 125-летию со дня рождения академика Академии наук СССР, профессора К.И. Сатпаева и 130-летию со дня рождения члена-корреспондента Академии наук СССР, профессора Ф.Н. Шахова, Томск, 01–05 апреля 2024 года. – Томск: Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2024. – С. 72–74.
23. Воеводкин, В.Л. Оценка дифференциации рассеянного органического вещества северной части Башкирского свода / В.Л. Воеводкин, П.О. Чалова, В.И. Галкин // Нефтяное хозяйство. – 2024. – № 6. – С. 8–12. DOI: 10.24887/0028-2448-2024-6-8-12
24. Чалова, П.О. Применение характеристик рассеянного органического вещества пород для зонального прогноза нефтегазоносности северной части Башкирского свода / П.О. Чалова // Недропользование. – 2024. – Т. 24, № 3. – С. 112–119. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.3.2
25. Чалова, П.О. Оценка зональной нефтегазоносности северной части Башкирского свода по структурным характеристикам / П.О. Чалова // XI Сибирская конференция молодых ученых по наукам о Земле: материалы конференции, Новосибирск, 23–29 сентября 2024 года. – Новосибирск: Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 2024. – С. 242–244.
26. Чалова, П.О. Анализ гидрогеологических характеристик северной части Башкирского свода / П.О. Чалова // Актуальные проблемы нефти и газа: сборник трудов VII Всероссийской молодежной научной конференции, Москва, 16–18 октября 2024 года. – М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2024.
27. Южаков, А.Л. Применение методов машинного обучения для прогноза нефтегазоносности локальных структур башкирского свода на территории Пермского края / А.Л. Южаков // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 9(369). – С. 90-93. – DOI 10.33285/2413-5011-2022-9(369)-90-93.
28. Применение алгоритмов машинного обучения в прогнозе результата пиролитического анализа / Ле Тхи Ныт Сыонг, А.В. Бондарев, Л.И. Бондарева, А.С. Монакова, А.В. Баршин // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2020. – № 63(6). – С. 8–19. DOI: 10.32454/0016-7762-2020-63-6-8-19
29. Deep neural networks predicting oil movement in a development unit / P. Temirchev, M. Simonov, R. Kostoev, E. Burnaev, I. Oseledets, A. Akhmetov, A. Margarit, A. Sitnikov, D. Koroteev // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Vol. 184. – P. 106513. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106513
30. Evaluation of active learning algorithms for formation lithology identification / T. Xu, J. Chang, D. Feng, W. Lv, Y. Kang, H. Liu, J. Li, Z. Li // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Vol. 206. – P. 108999. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108999
31. Multi-scale classification and evaluation of shale reservoirs and 'sweet spot' prediction of the second and third members of the Qingshankou Formation in the Songliao Basin based on machine learning / Da-Ming Niu, Yi-Lin Li, Yun-Feng Zhang, Ping-Chang Sun, Hai-Guang Wu, Hang Fu, Ze-Qiang Wang // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 216. – P. 110678. DOI: 10.1016/j.petrol.2022.110678
32. Applying random forest to oil and gas exploration in Central Sumatra basin Indonesia based on surface and subsurface data / Tri Muji Susantoro, Ketut Wikantika, Suliantara Suliantara, Herru Lastiadi Setiawan, Agung Budi Harto, Anjar Dimara Sakti // Remote Sensing Applications: Society and Environment. – 2023. – Vol. 32. – P. 101039. DOI: 10.1016/j.rsase.2023.101039
33. Recent Application of Machine Learning Algorithms in Petroleum Geology: A brief review / Elosionu O. Blessing, Umekwe. B. Onyinyechi, Gbulie G. Chiamaka // International Journal of Research and Scientific Innovation. – 2023. – Vol. X, No. IX. – P. 91–99. DOI: 10.51244/IJRSI.2023.10910
34. Hydrocarbon expulsion evaluation based on pyrolysis Rock-Eval data: Implications for Ordovician carbonates exploration in the Tabei Uplift, Tarim / J. Chen, X. Zhang, Z. Chen, X. Pang, H. Yang, Z. Zhao, K. Ma // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – P. 107614. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107614
35. Prediction of residual oil satiration by using the ratio of amplitude of time-lapseeismic data / L. Meng, L. Zhen, L. Minzhu, Z. Huilai // GEOPHYSICS. – 2017. – Vol. 82, no. 1. – P. 1–12. DOI: 10.1190/geo2015-0453.1
36. Nordloh, V.A. Machine Learning for Gas and Oil Exploration / V.A. Nordloh, A. Roubícková, N. Brown // Paper in proceedings 9th International Conference on Prestigious Applications of Intelligent Systems. – 2020. DOI: 10.48550/arXiv.2010.04186
37. 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.A. Chen // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Vol. 208. – P. 109267. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109267
38. Probabilistic Forecasting for Oil Producing Wells Using Seq2seq Augmented Model / Afifi, Hadeel, Mohamed Elmahdy, Motaz El Saban, and Mervat Abu-Elkheir // Engineering Proceedings. – 2022. – Vol. 18, no. 1. – P. 16. DOI: 10.3390/engproc2022018016
39. Тимшанов, Р.И. Применение статистических методов для обработки результатов наземной геохимической съемки с целью прогноза нефтегазоносности / Р.И. Тимшанов, С.А. Шешуков // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2021. – Т. 2, № 1. – С. 263–270. DOI: 10.33764/2618-981X-2021-2-1-263-270
40. Integrated Static and Dynamic Big-Loop Modeling Workflow for Assisted History Matching of SAGD Process with Presence of Shale Barriers / T. Nguyen Ngoc, T. Dang Cuong, Chaodong Yang, X. Nghiem Long, Chen Zhangxin // Paper presented at the SPE Canada Heavy Oil Technical Conference. – Calgary, Alberta, Canada, 2018. DOI: 10.2118/189725-MS
41. Галкин, В.И. Вероятностно-статистическая оценка нефтегазоносности локальных структур / В.И. Галкин, А.В. Растегаев, С.В. Галкин. – Екатеринбург: УрО РАН, 2001. – 300 с.

42. Кузнецова, Е.А. Использование вероятностно-статистических методов для анализа формирования генерационного потенциала глубокопогруженных отложений Верхнепечорской впадины / Е.А. Кузнецова, В.И. Галкин // Вестник Пермского университета. Геология. – 2023. – Т. 22, № 4. – С. 376–389. DOI: 10.17072/psu.geol.22.4.376
43. Кривощеков, С.Н. Определение перспективных участков геологоразведочных работ на нефть вероятностно- статистическими методами на примере территории Пермского края / С.Н. Кривощеков, В.И. Галкин, И.А. Козлова // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 4. – С. 7–14.
44. Путилов, И.С. Разработка методики вероятностно-статистического прогноза нефтегазоносности локализованных структур (на примере южной части Пермского края) / И.С. Путилов, В.И. Галкин // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 4. – С. 26–29.
45. 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
46. 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.
47. Решение региональных задач прогнозирования нефтеносности по данным геолого-геохимического анализа рассеянного органического вещества пород доманикового типа / В.И. Галкин, И.А. Козлова, С.Н. Кривощеков, М.А. Носов // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 1. – С. 21–23.
48. 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.
49. Кривощеков, С.Н. Разработка вероятностно-статистической методики прогноза нефтегазоносности структур / С.Н. Кривощеков, В.И. Галкин, А.С. Волкова // Нефтепромысловое дело. – М.: Изд-во ВНИИОЭНГ, 2010. – № 7. – С. 28–31.
50. Probabilistic Estimation of the Helium Resources in the Central and Southern Areas of the Lena–Tunguska Petroleum Province / L.M. Burshtein, A.E. Kontorovich, V.R. Livshits, S.A. Moiseev, E.S. Yaroslavtseva // Russ. Geol. Geophys. – 2020. – Vol. 61, no. 3. – P. 322–329. DOI: 10.15372/RGG2019172
51. 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. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2009. – № 6. – С. 11–14.
52. 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
53. Ponomareva, I.N. Operational method for determining bottom hole pressure in mechanized oil producing wells, based on the application of multivariate regression analysis / I.N. Ponomareva, D.A. Martyushev, V.I. Galkin // Petroleum Research. – 2021. – Vol. 6, no. 4. – P. 351–360. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2021.05.010
54. Developing multilevel statistical models of determining bottom-hole flowing pressure in commercial oil well operations / I.N. Ponomareva, V.I. Galkin, A.V. Rastegaev, S.Vl. Galkin // Revista Ingenieria UC. – 2023. – Vol. 28, no. 1. – P. 97–110. DOI: 10.54139/revinguc.v28i1.3
55. Построение многоуровневых статистических моделей прогноза значений смачиваемости по Восточно-Ламбейшорскому и Ярейюскому месторождениям / А.Д. Саетгараев, В.И. Галкин, И.С. Путилов, А.И. Неволин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334, № 5. – С. 63–69. DOI: 10.18799/24131830/2023/5/3960

References

1. Kas'ianov I.V., Turenko S.K. Razrabotka metodiki prognoza podtverzhdaemosti lokal'nykh struktur, podgotovlennykh seismorazvedkoi MOGT-2D v tsentral'nykh raionakh Zapadnoi Sibiri [Development of a methodology for predicting the confirmability of local structures, prepared by the Common Depth Point Method-2D seismic survey in the central regions of the Western Siberia]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2024, no. 5 (389), pp. 22-32.
2. Gainanshin R.N., Khafizov S.F., Abramov V.Iu. et al. Otsenka perspektiv neftegazonosnosti i vybor programmy geologorazvedochnykh rabot na osnove mnogovariantnogo geologicheskogo modelirovaniia [Oil and gas perspective assessment and the choice of the exploration program based on the multivariate geological modeling]. *Territoriia Neftegaz*, 2019, no. 3, pp. 12-16.
3. Norouzi N., Fani M., Ziarani Z.K. The fall of oil Age: A scenario planning approach over the last peak oil of human history by 2040. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 188, 106827 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106827
4. Tao Bo-Cheng, Zhou Huai-Lai, Wu Wen-Yue, Zhang Gan, Liu Bing, Liu Xing-Ye. Porosity prediction based on improved structural modeling deep learning method guided by petrophysical information. *Petroleum Science*, 2025. DOI: 10.1016/j.petsci.2025.03.035
5. Guzmán M.A., Márquez G., Boente C., Witt C., Morato A., Tocco R. Geochemical evaluation of sedimentary rocks and hydrocarbon fluids in the Amistad offshore field, Progreso Basin Province, Southwest Ecuador. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, vol. 213, 110410 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2022.110410
6. Makarova I.S. Klassifikatsiia i kompleksirovanie metodov prognoza neftegazonosnosti [Classification and complexing of methods for oil and gas prediction]. *Ceteris Paribus*, 2022, no. 4, pp. 85-88.
7. Ozhgibesov E.S. Veroiatnostno-statisticheskii prognoz neftegazonosnosti lokal'nykh struktur na territorii Izhemskoi stupeni [Probabilistic-Statistical Forecast of Oil and Gas Content of Local Structures on the Izhemsk Stage Territory]. *Nedropol'zovanie*, 2023, vol. 23, no. 4, pp. 159-165. DOI: 10.15593/2712-8008/2023.4.2
8. Oreshkin A.I. Formirovanie skoplenii uglevodorodov i optimizatsiia prognoza neftegazonosnosti iuga Volgo-Ural'skoi neftegazonosnoi provintsii [Formation of hydrocarbon accumulations and optimization of the oil and gas potential forecast for the south of the Volga-Ural oil and gas province]. *Nedra Povolzh'ia i Prikaspiia*, 2016, no. 88, pp. 36-45.
9. Kataev O.I., Larochkina I.A., Reitiukhov K.S. Aktual'nye voprosy poiskov novykh mestorozhdenii nefti v Volgo-Ural'skoi provintsii [Topical issues of the search for new oil fields in the Volga-Ural province]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2015, no. 1, pp. 33-37.
10. Livshits V.R., Kontorovich A.E. Raspredelenie resursov uglevodorodov po mestorozhdeniiam razlichnoi krupnosti i po kolichestvu zalezhei v nikh [Distribution of hydrocarbon resources by fields of different sizes and by the number of pools in each field]. *Geologiia i geofizika*, 2022, vol. 63, no. 11, pp. 1583-1590. DOI: 10.15372/GiG2022105
11. Mastepanov A.M. Perspektivy neftianoi otrasli Rossii v otsenkakh zarubezhnykh prognosticheskikh tsentrov [Prospects for the Russian oil industry in the assessments of foreign forecasting centers]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2023, no. 9, pp. 54-59. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-9-54-59
12. Galkin V.I., Brodiagin V.V., Potriasov A.A., Skachek K.G., Shaikhutdinov A.N. Zonal'nyi prognoz neftegazonosnosti iurskikh otlozhenii v predelakh territorii deiatel'nosti TPP “Kogalymneftegaz” [Zonal forecast of oil and gas potential of Jurassic deposits within the territory of operation of the Kogalymneftegaz TPP]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*. Moscow: OAO “VNIIOENG”, 2008, no. 8, pp. 31-35.
13. Ryskin M.I., Volkova E.N. K probleme priamogo prognozirovaniia zalezhei uglevodorodov [On the problem of direct forecasting of hydrocarbon deposits]. *Fundamental'nye issledovaniia*, 2009, no. 1, pp. 40-41.
14. Putilov I.S. Razrabotka novoi tekhnologii mnogovariantnogo prognoza neftegazonosnosti po seismicheskim dannym [Development of the new technology of multi-variant prediction of oil and gas content by seismic data]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2014, no. 4, pp. 47-54.
15. Putilov I.S., Galkin V.I., Piatunina E.V. O neobkhodimosti ispol'zovaniia novykh kriteriev pri prognoze neftegazonosnosti malorazmernykh struktur (na primere territorii Permskogo kraia) [Necessity to use novae criteria for prediction of oil fields and gas occurrence in the Perm region]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2018, no. 5, pp. 40-43. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-5-40-43
16. Vashkevich A.A., Strizhnev K.V., Shashel' V.A. et al. Prognoz perspektivnykh zon v otlozheniiakh domanikovogo tipa na territorii Volgo-Ural'skoi neftegazonosnoi provintsii [Forecast of prospective areas for sediment type Domanic in the Volga-Ural oil and gas province]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2018, no. 12, pp. 14-17. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-12-14-17
17. Borodkin V.N., Plavnik A.G., Smirnov O.A. et al. Kharakteristika neftegazomaterinskikh tolshch i modeli neftegazogeneratsii v razreze akvatorii Karskogo moria na baze geokhimicheskikh i geofizicheskikh issledovanii [Characteristics of oil and gas source strata and models of oil and gas generation in the section of the Kara Sea water area based on the data of geochemical and geophysical investigations]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2022, no. 3 (363), pp. 23-34. DOI: 10.33285/2413-5011-2022-3(363)-23-34
18. Filippov Iu.F. Geologicheskaia model' Pred"eniseiskogo verkhneproterozoi-paleozoiskogo osadochnogo basseina na iugo-vostoke Zapadno-Sibirskoi provintsii [Geological model of the Pre-Yenisei Proterozoic - Palaeozoic sedimentary basin in the south-east of the West Siberian province]. *Geologiia nefti i gaza*, 2018, no. 4, pp. 53-62. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-4-53-62
19. Poliakov A.A., Stupakova A.V., Malyshev N.A. et al. Kompleksirovanie metodov geologorazvedochnykh rabot dlia resheniia zadach poiska i razvedki nefti i gaza [Integration of petroleum geology methods for oil and gas exploration]. *Georesursy*, 2023, vol. 25, no. 4, pp. 240-251. DOI: 10.18599/grs.2023.4.17
20. Timurziev A.I., Shumeikin A.S. Prognozirovanie neftegazonosnosti nedr i metodika poiskov mestorozhdenii na osnove glubinno-fil'tratsionnoi modeli neftegazoobrazovaniia i neftegazonakopleniia [Forecasting the oil and gas potential of the subsoil and methods for prospecting for deposits based on the deep filtration model of oil and gas formation and accumulation]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*. Moscow: VNIIOENG, 2010, no. 9, pp. 22-29.
21. Smirnov O.A., Borodkin V.N., Lukashov A.V. et al. Metodicheskii podkhod pri lokal'nom prognoze neftegazonosnosti paleozoisko-mezozoiskikh otlozhenii poluostrova Iamal na baze kompleksirovaniia geofizicheskikh issledovanii [Methodological approach for local prediction of the petroleum bearing Paleozoic-Mecozoic strata of the Yamal peninsula on the basis of complex geophysical investigations]. *Neftegazovaia geologiia. Teoriia i praktika*, 2023, vol. 18, no. 1. DOI: 10.17353/2070-5379/10_2023
22. Chalova P.O. Osobennosti stroeniia rasseiannogo organicheskogo veshchestva severnoi chasti Bashkirskogo svoda [Features of the structure of dispersed organic matter in the northern part of the Bashkir arch]. *Problemy geologii i osvoeniia nedr. Trudy XXVIII Mezhdunarodnogo molodezhnogo nauchnogo simpoziuma imeni akademika M.A. Usova, posviashchennogo 125-letiiu so dnia rozhdeniia akademika Akademii nauk SSSR, professora K.I. Satpaeva i 130-letiiu so dnia rozhdeniia chlena-korrespondenta Akademii nauk SSSR, professora F.N. Shakhova, Tomsk, 01-05 April 2024*. Tomsk: Natsional'nyi issledovatel'skii Tomskii politekhnicheskii universitet, 2024, pp. 72-74.
23. Voevodkin V.L., Chalova P.O., Galkin V.I. Otsenka differentsiatsii rasseiannogo organicheskogo veshchestva severnoi chasti Bashkirskogo svoda [Assessment of dispersed organic matter differentiation in the northern part of the Baskhirsky arch]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2024, no. 6, pp. 8-12. DOI: 10.24887/0028-2448-2024-6-8-12
24. Chalova P.O. Primenenie kharakteristik rasseiannogo organicheskogo veshchestva porod dlia zonal'nogo prognoza neftegazonosnosti severnoi chasti Bashkirskogo svoda [Application of Dispersed Organic Matter Characteristics of Rocks for Zonal Prediction of Oil and Gas Potential on the Northern Part of the Baskir Arch]. *Nedropol'zovanie*, 2024, vol. 24, no. 3, pp. 112-119. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.3.2
25. Chalova P.O. Otsenka zonal'noi neftegazonosnosti severnoi chasti Bashkirskogo svoda po strukturnym kharakteristikam [Assessment of zonal oil and gas potential of the northern part of the Bashkir arch based on structural characteristics]. *XI Sibirskaia konferentsiia molodykh uchenykh po naukam o Zemle. Materialy konferentsii, Novosibirsk, 23-29 September 2024*. Novosibirsk: Novosibirskii natsional'nyi issledovatel'skii gosudarstvennyi universitet, 2024, pp. 242-244.
26. Chalova P.O. Analiz gidrogeologicheskikh kharakteristik severnoi chasti Bashkirskogo svoda [Analysis of hydrogeological characteristics of the northern part of the Bashkir arch]. *Aktual'nye problemy nefti i gaza. Sbornik trudov VII Vserossiiskoi molodezhnoi nauchnoi konferentsii, Moscow, 16-18 October 2024*. Moscow: Institut problem nefti i gaza RAN, 2024.

27. Iuzhakov A.L. Primenenie metodov mashinnogo obucheniia dlia prognoza neftegazonosnosti lokal'nykh struktur bashkirskogo svoda na territorii Permskogo kraia [Application of machine learning methods to forecast the oil and gas potential of the local structures of the Bashkir dome in the Perm region]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2022, no. 9 (369), pp. 90-93. DOI: 10.33285/2413-5011-2022-9(369)-90-93
28. Le Tkhi Nyt Syong, Bondarev A.V., Bondareva L.I., Monakova A.S., Barshin A.V. Primenenie algoritmov mashinnogo obucheniia v prognoze rezul'tata piroliticheskogo analiza [Application of machine learning algorithms in predicting pyrolytic analysis result]. *Izvestiia vysshikh uchebnykh zavedenii. Geologiia i razvedka*, 2020, no. 63 (6), pp. 8-19. DOI: 10.32454/0016-7762-2020-63-6-8-19
29. Temirchev P., Simonov M., Kostoev R., Burnaev E., Oseledets I., Akhmetov A., Margarit A., Sitnikov A., Koroteev D. Deep neural networks predicting oil movement in a development unit. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 184, 106513 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106513
30. Xu T., Chang J., Feng D., Lv W., Kang Y., Liu H., Li J., Li Z. Evaluation of active learning algorithms for formation lithology identification. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 206, 108999 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108999
31. Niu Da-Ming, Li Yi-Lin, Zhang Yun-Feng, Sun Ping-Chang, Wu Hai-Guang, Fu Hang, Wang Ze-Qiang. Multi-scale classification and evaluation of shale reservoirs and 'sweet spot' prediction of the second and third members of the Qingshankou Formation in the Songliao Basin based on machine learning. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, vol. 216, 110678 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2022.110678
32. Tri Muji Susantoro, Ketut Wikantika, Suliantara Suliantara, Herru Lastiadi Setiawan, Agung Budi Harto, Anjar Dimara Sakti. Applying random forest to oil and gas exploration in Central Sumatra basin Indonesia based on surface and subsurface data. *Remote Sensing Applications: Society and Environment*, 2023, vol. 32, 101039 p. DOI: 10.1016/j.rsase.2023.101039
33. Elosionu O. Blessing, Umekwe B. Onyinyechi, Gbulie G. Chiamaka. Recent Application of Machine Learning Algorithms in Petroleum Geology: A brief review. *International Journal of Research and Scientific Innovation*, 2023, vol. X, no. IX, pp. 91-99. DOI: 10.51244/IJRSI.2023.10910
34. Chen J., Zhang X., Chen Z., Pang X., Yang H., Zhao Z., Ma K. Hydrocarbon expulsion evaluation based on pyrolysis Rock-Eval data: Implications for Ordovician carbonates exploration in the Tabei Uplift, Tarim. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 107614 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107614
35. Meng L., Zhen L., Minzhu L., Huilai Z. Prediction of residual oil satiration by using the ratio of amplitude of time-lapseeismic data. *GEOPHYSICS*, 2017, vol. 82, no. 1, pp. 1-12. DOI: 10.1190/geo2015-0453.1
36. Nordloh V.A., Roubícková A., Brown N. Machine Learning for Gas and Oil Exploration. *Paper in proceedings 9th International Conference on Prestigious Applications of Intelligent Systems*, 2020. DOI: 10.48550/arXiv.2010.04186
37. 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
38. Hadeel Afifi, Elmahdy Mohamed, El Saban Motaz, Abu-Elkheir Mervat. Probabilistic Forecasting for Oil Producing Wells Using Seq2seq Augmented Model. *Engineering Proceedings*, 2022, vol. 18, no. 1, 16 p. DOI: 10.3390/engproc2022018016
39. Timshanov R.I., Sheshukov S.A. Primenenie statisticheskikh metodov dlia obrabotki rezul'tatov nazemnoi geokhimicheskoi s"emki s tsel'iu prognoza neftegazonosnosti [Application of statistical methods for processing the results of ground geochemical survey with the purpose of oil and gas forecasting]. *Interekspo Geo-Sibir'*, 2021, vol. 2, no. 1, pp. 263-270. DOI: 10.33764/2618-981X-2021-2-1-263-270
40. Nguyen Ngoc T., Dang Cuong T., Yang Chaodong, Nghiem Long X., Zhangxin Chen. Integrated Static and Dynamic Big-Loop Modeling Workflow for Assisted History Matching of SAGD Process with Presence of Shale Barriers. *Paper presented at the SPE Canada Heavy Oil Technical Conference*. Calgary, Alberta, Canada, 2018. DOI: 10.2118/189725-MS
41. Galkin V.I., Rastegaev A.V., Galkin S.V. Veroiatnostno-statisticheskaia otsenka neftegazonosnosti lokal'nykh struktur [Probabilistic-statistical assessment of oil and gas potential of local structures]. Ekaterinburg: Ural'skoe otdelenie Rossiiskoi akademii nauk, 2001, 300 p.
42. Kuznetsova E.A., Galkin V.I. Ispol'zovanie veroiatnostno-statisticheskikh metodov dlia analiza formirovaniia generatsionnogo potentsiala glubokopogruzhennykh otlozhenii Verkhnepechorskoi vpadiny [The use of probabilistic and statistical methods to analyze the formation of the generation potential of deeply buried sediments of Upper Pechora basin]. *Vestnik Permskogo universiteta. Geologiia*, 2023, vol. 22, no. 4, pp. 376-389. DOI: 10.17072/psu.geol.22.4.376
43. Krivoshchekov S.N., Galkin V.I., Kozlova I.A. Opredelenie perspektivnykh uchastkov geologorazvedochnykh rabot na neft' veroiatnostno- statisticheskimi metodami na primere territorii Permskogo kraia [Determination of potentially oil bearing areas by behavioristical method by the example of Perm region (krai)]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiia. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2012, no. 4, pp. 7-14.
44. Putilov I.S., Galkin V.I. Razrabotka metodiki veroiatnostno-statisticheskogo prognoza neftegazonosnosti lokalizovannykh struktur (na primere iuzhnoi chasti Permskogo kraia) [Developing the technology for probabilistic and statistical forecast of oil-and-gas-bearing capacity of the South Perm Region]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no. 4, pp. 26-29.
45. 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
46. 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.
47. Galkin V.I., Kozlova I.A., Krivoshchekov S.N., Nosov M.A. 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.
48. 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.
49. Krivoshchekov S.N., Galkin V.I., Volkova A.S. Razrabotka veroiatnostno-statisticheskoi metodiki prognoza neftegazonosnosti struktur [Development of a probabilistic-statistical method for predicting the oil and gas potential of structures]. *Neftepromyslovoe delo*. Moscow: VNIIOENG, 2010, no. 7, pp. 28-31.
50. Burshtein L.M., Kontorovich A.E., Livshits V.R., Moiseev S.A., Yaroslavtseva E.S. Probabilistic Estimation of the Helium Resources in the Central and Southern Areas of the Lena-Tunguska Petroleum Province. *Russ. Geol. Geophys*, 2020, vol. 61, no. 3, pp. 322-329. DOI: 10.15372/RGG2019172
51. Galkin V.I., Shaikhutdinov A.N. O vozmozhnosti prognoza neftegazonosnosti iurskikh otlozhenii veroiatnostno-statisticheskimi metodami (na primere territorii deiatel'nosti TPP "Kogalymneftegaz") [On the possibility of predicting the oil and gas potential of Jurassic deposits using probabilistic statistical methods (using the example of the territory of the Kogalymneftegaz TPP activity)]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*. Moscow: VNIIOENG, 2009, no. 6, pp. 11-14.
52. Voevodkin V.L., Antonov D.V., Galkin V.I., Kozlova I.A. Postroenie veroiatnostno-statisticheskikh modelei dlia differentsiatsii rasseiannogo organicheskogo veshchestva porod territorii Permskogo kraia [Generation of the probabilistic and statistical model for total organic carbon differentiation of rocks in the Perm region]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2023, no. 12, pp. 100-104. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-12-100-104
53. Ponomareva I.N., Martyushev D.A., Galkin V.I. Operational method for determining bottom hole pressure in mechanized oil producing wells, based on the application of multivariate regression analysis. *Petroleum Research*, 2021, vol. 6, no. 4, pp. 351-360. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2021.05.010
54. Ponomareva I.N., Galkin V.I., Rastegaev A.V., Galkin S.Vl. Developing multilevel statistical models of determining bottom-hole flowing pressure in commercial oil well operations. *Revista Ingenieria UC*, 2023, vol. 28, no. 1, pp. 97-110. DOI: 10.54139/revinguc.v28i1.3
55. Saetgaraev A.D., Galkin V.I., Putilov I.S., Nevolin A.I. Postroenie mnogourovnevykh statisticheskikh modelei prognoza znachenii smachivaemosti po Vostochno-Lambeishorskomu i Iareiiuskomu mestorozhdeniiam [Construction of multilevel statistical models for predicting wettability indicators of Eastern Lambeishor and Yareyu fields]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2023, vol. 334, no. 5, pp. 63-69. DOI: 10.18799/24131830/2023/5/3960

Финансирование. Исследование не имело спонсорской поддержки.
Конфликт интересов. Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.
Вклад автора 100 %.