

УДК 622 + 551.1:553.98

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2024

Оценка влияния тектонических факторов на формирование глубокопогруженных нефтегазоматеринских пород Верхнепечорской впадины**Е.А. Кузнецова**

Пермский государственный национальный исследовательский университет (Российская Федерация, 614990, г. Пермь, ул. Букирева, д. 15)

Assessment of the Tectonic Factors Influence on the Deep Oil and Gas Source Rocks Formation at the Upper-Pechora Depression**Elena A. Kuznetsova**

Perm State National Research University (15 Bukireva st., Perm, 614068, Russian Federation)

Получена / Received: 15.09.2023. Принята / Accepted: 29.02.2024. Опубликовано / Published: 31.03.2024**Ключевые слова:**

Верхнепечорская впадина, глубокопогруженные отложения, вероятностно-статистические методы, бассейновое моделирование, нефть, газ, углеводороды, органическое вещество, органический углерод, нефтегазоматеринские породы, концентрация, тектонические характеристики, глубина залегания, статистические различия, прогноз.

Актуальность работы обусловлена тем, что в ближайшие годы предстоит наиболее полно изучить нефтегазоносность глубокопогруженных отложений осадочного чехла, залегающих на глубинах более 4 км. Одним из методов, который позволяет решить данную задачу наиболее эффективно, является построение вероятностно-статистических моделей. При этом применяются сравнение средних значений и плотностей распределения (статистики – t и χ^2), корреляционный анализ, регрессионный анализ, в том числе пошаговый, а также дискриминантный анализ. В результате этих расчетов определены принципиальные различия в тектонических условиях формирования исходных концентраций органического углерода ($C_{орг}^n$) до начала процессов генерации углеводородов (УВ) для изучаемых типов органического вещества (ОВ) – сапропелевого, смешанного и гумусового. Сравнение средних значений $C_{орг}^n$ позволило установить наличие статистических различий между типами ОВ в глубокопогруженных отложениях Верхнепечорской впадины. Поскольку данная структура имеет типичное для краевых прогибов асимметричное строение, проведено сравнение двух тектонических зон – западной и восточной, отвечающих внешнему и внутреннему ее бортам. Корреляционный анализ показал, что между изучаемыми показателями наблюдаются связи различной степени тесноты и направленности. С помощью линейного дискриминантного анализа по комплексу тектонических показателей установлена дифференциация по типам ОВ и тектоническим зонам. Выполненный пошаговый регрессионный анализ подтвердил существенное различие в процессах накопления ОВ сапропелевого и гумусового типов, а также в западных и восточных районах впадины. Таким образом, статистический анализ показал определяющую роль тектонических факторов в процессах формирования концентраций $C_{орг}^n$. Кроме того, были построены уравнения регрессии, описывающие зависимости $C_{орг}^n$ от тектонических показателей, позволяющих прогнозировать эту важнейшую характеристику нефтегазоматеринских пород.

Keywords:

Upper-Pechora depression, deep sediments, probabilistic-statistical methods, basin modeling, oil, gas, hydrocarbons, organic matter, organic carbon, oil and gas source rocks, concentration, tectonic characteristics, burial depth, statistical differences, forecast.

The relevance of the work is due to the fact that in the coming years the oil and gas potential of deep deposits of the sedimentary cover, located at depths of more than 4 km, will have to be more fully studied. One of the methods that allows you to solve this problem most effectively is the construction of probabilistic statistical models. In this case, a comparison of average values and distribution densities (statistics – t and χ^2), correlation analysis, regression analysis, including stepwise, as well as discriminant analysis are used. As a result of these calculations, fundamental differences in the tectonic conditions of the formation of the organic carbon initial concentrations (C_{org}^n) before hydrocarbon (HC) generation processes were determined for the studied types of organic matter (OM) – sapropel, mixed and humus. Comparison of average C_{org}^n values made it possible to establish the presence of statistical differences between types of OM in deep sediments at the Upper-Pechora depression. Since this structure had an asymmetrical structure typical of marginal troughs, a comparison was made of two tectonic zones - western and eastern, corresponding to its outer and inner sides. Correlation analysis showed that between the studied indicators there were connections of varying degrees of closeness and direction. Using linear discriminant analysis based on a set of tectonic indicators, differentiation by types of OM and tectonic zones was established. The performed stepwise regression analysis confirmed a significant difference in the processes of accumulation of OM of sapropel and humus types, as well as in the western and eastern regions. Thus, statistical analysis showed the decisive role of tectonic factors in the processes of $C_{орг}^n$ concentrations formation. In addition, regression equations were constructed to describe the dependences on tectonic indicators that made it possible to predict this most important characteristic of oil and gas source rocks.

© Кузнецова Елена Александровна – старший преподаватель кафедры региональной и нефтегазовой геологии (тел.: +007 (912) 487 93 84, e-mail: e.lena.kuznetsova@yandex.ru).

© Elena A. Kuznetsova (Author ID in Scopus: 56711646200) – Senior Lecturer at the Department of Department of Regional and Oil and Gas Geology (tel.: +007 (912) 487 93 84, e-mail: e.lena.kuznetsova@yandex.ru).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Кузнецова, Е.А. Оценка влияния тектонических факторов на формирование глубокопогруженных нефтегазоматеринских пород Верхнепечорской впадины / Е.А. Кузнецова // Недропользование. – 2024. – Т.24, №1. – С.2–9. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.1.1

Please cite this article in English as:

Kuznetsova E.A. Assessment of the tectonic factors influence on the deep oil and gas source rocks formation at the Upper-Pechora depression. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2024, vol.24, no.1, pp.2-9. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.1.1

Введение

Верхнепечорская впадина – одна из северных впадин Предуральяского краевого прогиба. Осалочный бассейн тектонической приоблы межлу складчатым соопужением Урала и Тимано-Печорской плитой. Строение верхних горизонтов осалочного чехла хорошо изучено – местоположения углеводородов (УВ) разрабатываются с 60-х гг. прошлого века, но глубокопогруженные отложения (глубже 4 км, возраст не моложе средневизейского) остаются неравномерно и недостаточно исследованными. При этом в настоящее время в пределах Верхнепечорской впадины пробурено более 40 глубоких скважин, большинство из которых приурочено к Вуктыльской тектонической пластине на востоке территории. Поэтому представляет интерес моделирование формирования нефтегазоносности больших глубин с помощью различных методов.

Методика исследования

Тектонические характеристики, такие как скорости погружения и седиментации, оказывают влияние на процессы нефте- и газообразования. Устойчивое и интенсивное погружение на значительной площади служит не только необходимым условием формирования осадочного бассейна, но и важным критерием зон наибольшей концентрации УВ.

Скорости погружения и осадконакопления толщ разреза Верхнепечорской впадины получены с помощью одномерного бассейнового моделирования, которое проводится на основании обширной базы геологических данных. Методика бассейнового моделирования рассматривается во многих отечественных и зарубежных работах [1–18]. Полученные значения учитывают уплотнение пород в течение геологического времени, применена процедура «разуплотнения».

Погружение является необходимым условием образования осадочных пород, в том числе и нефтегазоносных бассейнов. Кроме того, ранее было показано, что данная тектоническая характеристика влияет на формирование концентраций органического углерода ($C_{орг}$) [19–21]. О регулирующей роли скорости седиментации в сбалансированности органического и минерального компонентов осадка говорится в работе А.И. Дьяконова [19], но подробно закономерности изменения содержания ОВ в зависимости от скорости погружения не описаны.

Ранее были установлены принципиальные различия в тектонических условиях формирования концентрации $C_{орг}$ для выделенных типов ОВ [21]. Но тектонические факторы оказывают влияние не только на современные значения $C_{орг}$, но и на исходные, до начала генерации УВ, значения $C_{орг}$ ($C_{орг}^H$), которые получены по формулам, предложенным К.Е. Питерсом, С.С. Уолтерсом, Дж.М. Молдованом [22].

Сначала произведен расчет исходного водородного индекса по формуле:

$$HI^H = HI + \frac{HI(T_{max} - 435)}{30},$$

где HI^H – водородный индекс до начала процесса генерации УВ, мг УВ/г $C_{орг}$; HI – водородный индекс по данным пиролиза, мг УВ/г $C_{орг}$; T_{max} – температура максимального выхода УВ при крекинге керогена, °С.

Затем рассчитан коэффициент трансформации, т.е. степень реализации нефтегазоматеринской породой исходного генерационного потенциала:

$$TR = \left[\frac{HI^H - HI}{HI^H} \cdot \frac{1200}{1200HI} \right] \cdot 100 \%,$$

где TR (transformation ratio) – коэффициент трансформации, %; HI^H – исходный водородный индекс, мг УВ/г $C_{орг}$; HI – водородный индекс по данным пиролиза, мг УВ/г $C_{орг}$; 1200 – коэффициент, учитывающий количество УВ, образующихся на единицу массы органического углерода, мг УВ/г $C_{орг}$.

На основе полученных ранее значений HI^H и TR определено исходное содержание органического углерода $C_{орг}^H$:

$$C_{орг}^H = \frac{83,33HI^H \cdot C_{орг}}{HI^H \cdot (1 - TR) \cdot (83,33 - C_{орг}) + (HI \cdot C_{орг})},$$

где $C_{орг}^H$ – содержание органического углерода до начала генерации УВ, %; $C_{орг}$ – содержание органического углерода по данным пиролиза, %; HI^H – исходный водородный индекс, мг УВ/г $C_{орг}$; HI – водородный индекс по данным пиролиза, мг УВ/г $C_{орг}$; TR – коэффициент трансформации, доли единицы; 83,33 – среднее процентное содержание углерода в сгенерированных УВ.

В случае отсутствия результатов пиролиза или части из них (например, T_{max}), необходимых для определения $C_{орг}^H$, в расчетах использовались современные значения $C_{орг}$.

Кроме того, в предыдущей работе [25] не было учтено тектоническое районирование территории. Как известно, Верхнепечорская впадина имеет асимметричное строение, типичное для краевых прогибов, поэтому в данном исследовании проведено сравнение двух тектонических зон – западной (внешний борт) и восточной (внутренний борт) [8, 9].

Для определения перспектив использования значений тектонических факторов для оценки концентраций $C_{орг}^H$ в отложениях, в том числе глубокопогруженных, выполнен вероятностно-статистический анализ. Исползованные методы подробно рассмотрены в многочисленных отечественных и зарубежных трудах [23–52].

Обсуждение результатов

Для сравнения средних значений генерационного потенциала $C_{орг}^H$ (%), скоростей погружения V_n (м/млн л) и глубины отбора проб H_n (м) для сапропелевого, смешанного и гумусового ОВ глубокопогруженных отложений западной и восточной зоны Верхнепечорской впадины использованы описательная статистика и t -тест. Средние значения перечисленных показателей по типу ОВ приведены в табл. 1 и 2.

Анализ данных показал, что:

- по показателю $C_{орг}^H$ статистические различия в средних значениях обнаружены в восточной зоне между сапропелевым и смешанным, смешанным и гумусовым ОВ;

- по показателю V_n средние значения статистически не различаются;

- по H_n статистическое различие в средних значениях получено в обеих зонах, на западе – между сапропелевым и смешанным, а также сапропелевым и гумусовым ОВ, на востоке – между всем типами ОВ.

Для понимания процесса формирования значений $C_{орг}^H$ в зависимости от H_n и V_n были построены поля

Таблица 1

Сравнение средних значений показателей по западной зоне

Показатели, ед. изм.	Средние значения $\left(\frac{x \pm \sigma}{\min - \max} \right)$			Критерии $\frac{t}{p}$
	Тип ОБ, количество наблюдений			
	Сапропелевое, 21	Смешанное, 16	Гумусовое, 31	
$C_{орг}^H, \%$	$0,299 \pm 0,322$	$0,611 \pm 0,677$		-1,85825
	0,01-1,23	0,05-2,29		0,071561
	$0,299 \pm 0,322$		$0,771 \pm 1,71$	-1,2472
	0,01-1,23		0,007-6,45	0,218134
$V_{п}, \text{м/млн л}$		$0,611 \pm 0,677$	$0,771 \pm 1,71$	-0,35933
		0,05-2,29	0,007-6,45	0,721026
	$51,24 \pm 21,02$	$61,81 \pm 49,91$		-0,87709
	12,0-72,0	15,0-170,0		0,386417
$H_{п}, \text{м}$	$51,24 \pm 21,02$		$74,87 \pm 65,24$	-1,60026
	12,0-72,0		15,0-175,0	0,115842
		$61,81 \pm 49,91$	$74,87 \pm 65,24$	-0,70045
		15,0-170,0	15,0-175,0	0,487249
$H_{п}, \text{м}$	$4803,52 \pm 393,14$	$3783,81 \pm 719,04$		5,519982
	4385,5-5564,5	3047,0-5213,0		0,000003
	$4803,52 \pm 393,14$		$3960,55 \pm 702,29$	4,986702
	4385,5-5564,5		2946,5-5258,5	0,000008
$H_{п}, \text{м}$		$3783,81 \pm 719,04$	$3960,55 \pm 702,29$	-0,811025
		3047,0-5213,0	2946,5-5258,5	0,421620

Таблица 2

Сравнение средних значений показателей по восточной зоне

Показатели, ед. изм.	Средние значения $\left(\frac{x \pm \sigma}{\min - \max} \right)$			Критерии $\frac{t}{p}$
	Тип ОБ, количество наблюдений			
	Сапропелевое, 6	Смешанное, 24	Гумусовое, 62	
$C_{орг}^H, \%$	$0,088 \pm 0,094$	$0,407 \pm 0,434$		-1,76570
	0,011-0,266	0,031-1,755		0,08835
	$0,088 \pm 0,094$		$1,332 \pm 1,37$	-2,208667
	0,011-0,266		0-6,47	0,030675
$V_{п}, \text{м/млн л}$		$0,407 \pm 0,434$	$1,332 \pm 1,37$	-3,23695
		0,031-1,755	0-6,47	0,00173
	$60,00 \pm 5,48$	$43,67 \pm 31,99$		1,230159
	55,-65,0	19,0-161,0		0,228873
$H_{п}, \text{м}$	$60,00 \pm 5,48$		$55,50 \pm 21,81$	0,500705
	55,-65,0		32,0-161,0	0,618245
		$43,67 \pm 31,99$	$55,50 \pm 21,81$	-1,96782
		19,0-161,0	32,0-161,0	0,052389
$H_{п}, \text{м}$	$6409,58 \pm 364,50$	$5397,40 \pm 356,83$		6,190670
	6071,5-6987,5	4726,5-6040,0		0,000001
	$6409,58 \pm 364,50$		$4958,27 \pm 326,77$	10,293289
	6071,5-6987,5		4487,0-5800,0	0,000000
$H_{п}, \text{м}$		$5397,40 \pm 356,83$	$4958,27 \pm 326,77$	5,448164
		4726,5-6040,0	4487,0-5800,0	0,000005

Таблица 3

Корреляционная матрица

	Общее			Западная зона			Восточная зона		
	$C_{орг}^H$	$H_{п}$	$V_{п}$	$C_{орг}^H$	$H_{п}$	$V_{п}$	$C_{орг}^H$	$H_{п}$	$V_{п}$
Сапропелевое ОБ									
$C_{орг}^H$	1			1			1		
$H_{п}$	-0,44*	1		-0,40*	1		-0,36*	1	
$V_{п}$	0,40*	-0,26*	1	0,48*	-0,94*	1	0,49*	0,86*	1
Смешанное ОБ									
$C_{орг}^H$	1			1			1		
$H_{п}$	-0,30*	1		-0,38*	1		-0,02	1	
$V_{п}$	-0,12*	-0,03	1	-0,30*	0,63*	1	0,06	-0,39*	1
Гумусовое ОБ									
$C_{орг}^H$	1			1			1		
$H_{п}$	-0,10	1		-0,43*	1		-0,21*	1	
$V_{п}$	-0,24*	0,26*	1	-0,33*	0,76*	1	-0,04	0,07	1

Примечание: * – статистически значимые корреляционные связи.

Таблица 4

Уравнения регрессии

Тип ОВ	Уравнение регрессии	R	p
Западная зона			
Сапропелевое	$C_{орг}^{II} = -0,0003H_n + 1,874$	-0,3998	0,0725
Смешанное	$C_{орг}^{II} = -0,00036H_n + 1,96$	-0,3792	0,1474
Гумусовое	$C_{орг}^{II} = -0,001H_n + 4,955$	-0,4338	0,0148
Сапропелевое	$C_{орг}^{II} = 0,0074V_n - 0,0819$	0,4847	0,026
Смешанное	$C_{орг}^{II} = -0,0041V_n + 0,864$	-0,3019	0,2557
Гумусовое	$C_{орг}^{II} = -0,0086V_n + 1,418$	-0,3294	0,0704
Восточная зона			
Сапропелевое	$C_{орг}^{II} = -0,00009H_n + 0,69$	-0,363	0,4794
Смешанное	$C_{орг}^{II} = -0,00002H_n + 0,54$	-0,0201	0,9258
Гумусовое	$C_{орг}^{II} = -0,0009H_n + 5,638$	-0,207	0,1064
Сапропелевое	$C_{орг}^{II} = 0,0084V_n - 0,416$	0,4879	0,3263
Смешанное	$C_{орг}^{II} = 0,0008V_n + 0,373$	0,0566	0,7926
Гумусовое	$C_{орг}^{II} = -0,0026V_n + 1,476$	-0,0413	0,75

корреляции между изучаемыми показателями в пределах западной и восточной зон Верхнепечорской впадины. Их анализ показал, что соотношения и сила корреляционных связей в пределах рассматриваемых типов ОВ значительно отличаются.

Для количественной оценки корреляционных связей вычислены значения коэффициентов корреляции - r, не только между $C_{орг}^{II}$ и выбранными показателями, но и между самими показателями, что позволило на количественном уровне оценить влияние каждого из них на величину $C_{орг}^{II}$ и определить, как статистически связаны между собой показатели, формирующие значения $C_{орг}^{II}$. Значения коэффициентов r приведены в табл. 3.

Анализ значений коэффициентов корреляции показывает, что между $C_{орг}^{II}$ и выделенными показателями, а также между последними наблюдаются как положительные, так и отрицательные связи различной степени тесноты.

На западе на $C_{орг}^{II}$ сапропелевого ОВ оказывает заметное прямое влияние V_n , слабое - H_n (отрицательная связь). На востоке также наблюдается умеренная прямая зависимость от V_n , слабая обратная - от H_n . При этом в пределах Верхнепечорской впадины в целом заметное обратное влияние оказывает H_n , в меньшей степени - V_n (прямая связь).

Для $C_{орг}^{II}$ смешанного ОВ на западе обнаружена слабая обратная зависимость от H_n и V_n . Восточнее зависимости не выявлены. В целом наблюдается слабая отрицательная связь с H_n , в меньшей степени - V_n .

На значение $C_{орг}^{II}$ гумусового ОВ западной зоны заметно влияет H_n (обратная зависимость), также наблюдается слабая отрицательная связь с V_n . На востоке - обратная слабая связь с H_n . В целом слабая корреляционная связь обнаружена с V_n (обратная зависимость), с H_n - определена на рубеже статистической значимости.

Уравнения регрессии, описывающие зависимости $C_{орг}^{II}$ от H_n и V_n , приведены в табл. 4.

Из данных табл. 4 видно, что в зависимости от типа ОВ и тектонического строения отличаются не только значения коэффициентов r, но и взаимоотношения изучаемых показателей, о чем свидетельствуют

значения свободных членов уравнений регрессии и значения коэффициентов при изучаемых показателях.

Геологическое строение Верхнепечорской впадины Предуральяского прогиба, ее асимметричность требуют рассмотреть закономерности формирования $C_{орг}^{II}$ по каждому из бортов. Поэтому линейный дискриминантный анализ был произведен с учетом не только типа ОВ, но и тектонического строения, таким образом было выделено шесть групп.

В результате реализации линейного дискриминантного анализа построены следующие линейные дискриминантные функции:

$$Z_1 = 0,184C_{орг}^{II} - 0,014V_n + 0,0023H_n - 10,349$$

при $R = 0,85, \chi^2 = 220,5, p = 0,0000;$

$$Z_2 = -0,86C_{орг}^{II} - 0,0076V_n - 0,0001H_n + 1,666$$

при $R = 0,36, \chi^2 = 25,85, p = 0,0011.$

$$Z_3 = 0,092C_{орг}^{II} - 0,024V_n - 0,00028H_n + 2,616$$

при $R = 0,16, \chi^2 = 4,1, p = 0,2499.$

Линейные дискриминантные функция Z_1 и Z_2 являются статистически значимыми, Z_3 - нет. По данным функциям были вычислены значения Z_1, Z_2 и Z_3 . На рис. 1 видно, что по значениям Z_1, Z_2 и Z_3 изучаемая выборка в определенной мере (58,7 %) делится на группы, обусловленные типами ОВ и тектоническим районированием.

Для выбранных данных также был применен пошаговый регрессионный анализ для западной и восточной тектонических зон. В результате для сапропелевого ОВ западной тектонической зоны построено 19 уравнений регрессии, описывающих зависимости $C_{орг}^{II}$ от H_n и V_n , для восточной - 4. Затем для смешанного ОВ рассчитаны 14 уравнений регрессии, описывающих зависимости $C_{орг}^{II}$ от H_n и V_n для западных районов, для восточных - 22, а для гумусового ОВ - 29 и 60 уравнений регрессии соответственно.

Из представленных на рис. 3, а, графиков видно, что изменения свободных членов уравнений регрессии, рассчитанных для западной тектонической зоны, достаточно близки по виду для гумусового и

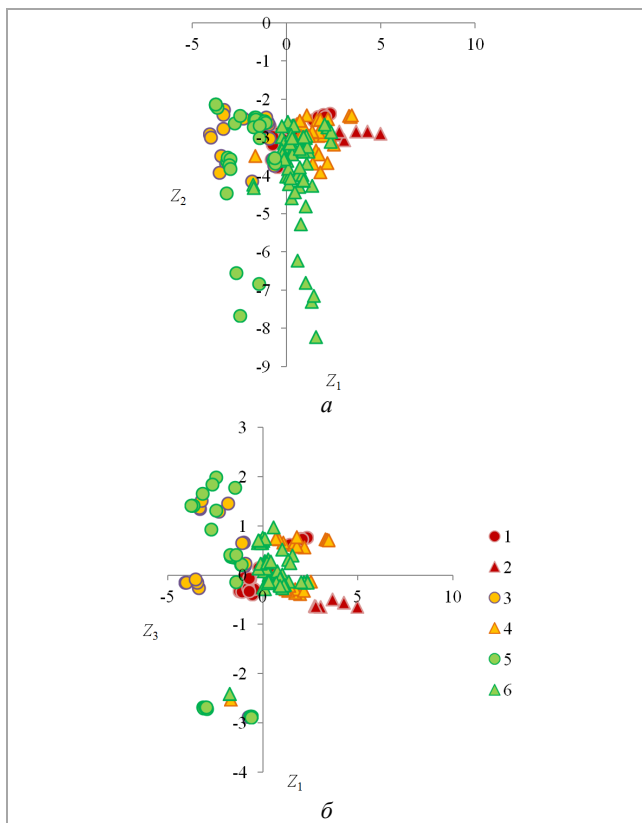


Рис. 1. Соотношение между значениями Z_1 и Z_2 (а), Z_1 и Z_3 (б) для выделенных типов ОВ и зон их распространения: 1 – сапропелевое ОВ западной зоны, 2 – сапропелевое ОВ восточной зоны, 3 – смешанное ОВ западной зоны, 4 – смешанное ОВ восточной зоны, 5 – гумусовое ОВ западной зоны, 6 – гумусовое ОВ восточной зоны

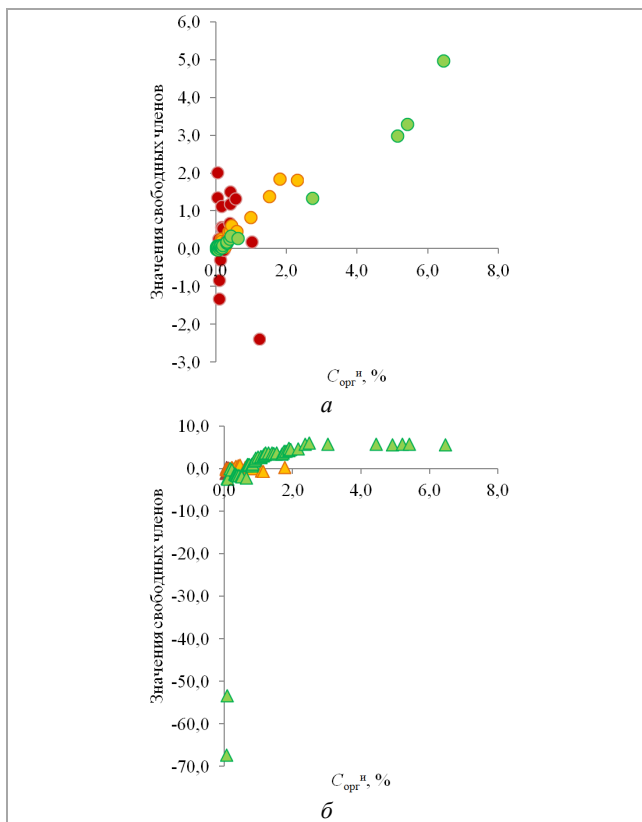


Рис. 2. Изменение свободных членов уравнений регрессии в зависимости от $C_{орг}^{н}$ для разных типов ОВ: а – западная зона; б – восточная зона (усл. обозн. см. на рис. 1)

смешанного ОВ, при этом значительно отличаются для сапропелевого ОВ. Для сапропелевого ОВ значения данной характеристики уравнений регрессии выполняют корректировку величины $C_{орг}^{н}$ со знаком минус, тогда как для гумусового и смешанного ОВ – со знаком плюс.

Графики на рис. 3, б, демонстрируют, что величины свободных членов уравнений регрессии, рассчитанные для восточной тектонической зоны, значительно отличаются для сапропелевого и гумусового ОВ, а для смешанного ОВ занимают промежуточное положение. Значения данного параметра уравнений регрессии для сапропелевого ОВ выполняют корректировку значений $C_{орг}^{н}$ со знаком минус, тогда как для гумусового – со знаком плюс, а для смешанного ОВ практически не оказывают влияния.

Изменение коэффициентов при H_n уравнений регрессии на западе достаточно близко по виду для гумусового и смешанного ОВ и значительно отличается для сапропелевого ОВ. В первом случае значения коэффициентов при H_n уравнений регрессии выполняют корректировку значений $C_{орг}^{н}$ со знаком минус, тогда как во втором – со знаком плюс.

В пределах восточной тектонической зоны изменение коэффициентов при H_n уравнений регрессии также существенно различается для сапропелевого и гумусового ОВ, а для смешанного ОВ занимает промежуточное положение. Анализ поведения зависимости значений коэффициентов при H_n от $C_{орг}^{н}$ показывает, что для сапропелевого и смешанного ОВ значения коэффициентов выполняют корректировку значений $C_{орг}^{н}$ со знаком плюс, тогда как для гумусового ОВ – со знаком минус.

Изменения коэффициентов при V_n уравнений регрессии, рассчитанных для западных районов, различны для гумусового, смешанного и сапропелевого ОВ. Для всех типов ОВ значения коэффициентов при V_n уравнений регрессии выполняют корректировку значений $C_{орг}^{н}$ со знаком плюс, в большей степени это касается сапропелевого ОВ. А на востоке изменения коэффициентов при V_n уравнений регрессии существенно отличаются для гумусового ОВ, при этом они достаточно близки для смешанного и сапропелевого ОВ. Анализ поведения зависимости значений данного параметра уравнений регрессии от $C_{орг}^{н}$, рассчитанных для восточных районов, показывает, что для всех типов ОВ значения коэффициентов при V_n уравнений регрессии выполняют корректировку значений $C_{орг}^{н}$ со знаком плюс, прежде всего для сапропелевого ОВ.

Результаты пошагового регрессионного анализа убедительно свидетельствуют, что формирование модельных значений $C_{орг}^M$ происходит в принципиально различных условиях и зависит не только от типа ОВ, но и от тектонического положения.

Стоит также отметить, что при увеличении значений $C_{орг}^{н}$ диапазон изменения коэффициентов множественной корреляции R уравнений регрессии значительно уменьшается для всех типов ОВ как на западе, так и на востоке территории.

Анализ изменения значений указанных коэффициентов и достигаемого уровня статистической значимости p позволил выделить определенный тренд изменения соотношений R и p для изучаемых типов ОВ в обеих тектонических зонах. Это в определенной мере показывает, что влияние значений H_n и V_n на значения $C_{орг}^{н}$ является достаточно разным.

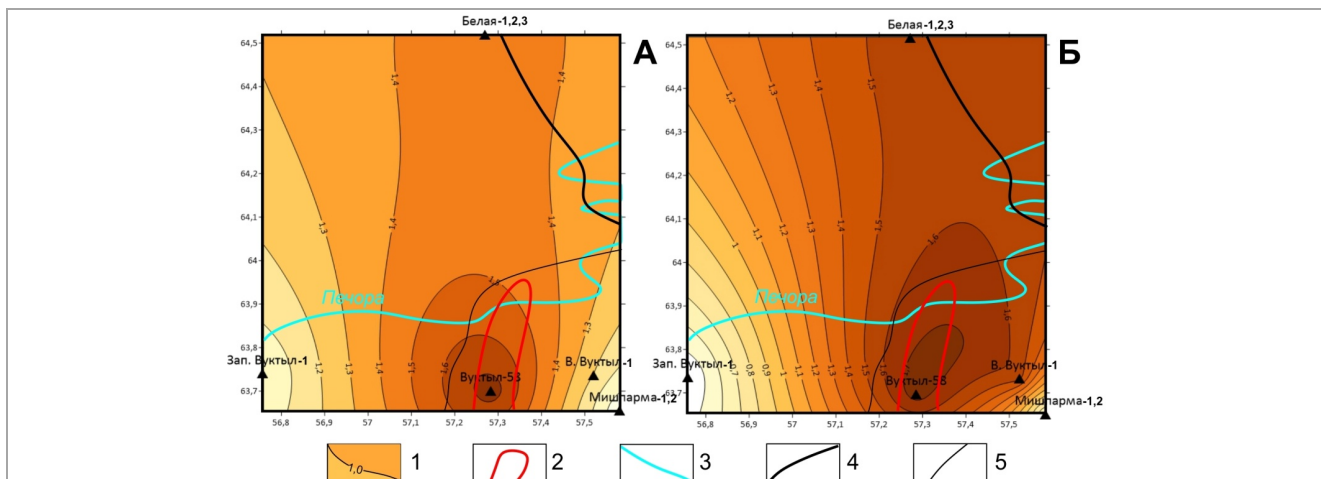


Рис. 3. Схематические карты изменения $C_{\text{орг}}^{\text{н}}$ (а) и $C_{\text{орг}}^{\text{н}}$ (б) нижне-средневизейских отложений северо-восточных районов Верхнепечорской впадины: 1 – изолинии, 2 – контуры Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения, 3 – река, 4 – граница Верхнепечорской впадины, 5 – граница Вуктыльского надвига

В связи с обнаруженными и описанными выше закономерностями были рассчитаны уравнения регрессии, описывающие зависимости $C_{\text{орг}}^{\text{н}}$ от $H_{\text{п}}$ и $V_{\text{п}}$ для отдельных толщ – как для всей рассматриваемой площади, так и выделенных ранее тектонических зон. Полученные уравнения регрессии были использованы для определения величин $C_{\text{орг}}^{\text{н}}$ на основе тектонических характеристик. В результате чего построены схематические карты изменения $C_{\text{орг}}^{\text{н}}$ выбранных глубокопогруженных отложений. Большую точность показали карты, основанные на результатах решения уравнений регрессии, определенных для тектонических зон. На рис. 3 приведены схематические карты изменения $C_{\text{орг}}^{\text{н}}$ и $C_{\text{орг}}^{\text{н}}$ нижне-средневизейских отложений северо-восточных районов Верхнепечорской впадины.

Заключение

Применение вероятностно-статистических методов анализа, одномерного и многомерного моделирования позволило сделать ряд выводов.

Использование t -критерия помогло определить статистические различия в средних значениях по $C_{\text{орг}}^{\text{н}}$ и влияющих на него тектонических факторов между типами ОБ как для Верхнепечорской впадины в целом, так и в пределах тектонических зон, отвечающим ее бортам.

Анализ значений коэффициентов корреляции показал, что между $C_{\text{орг}}^{\text{н}}$ и выделенными показателями, а также, в свою очередь, между последними, наблюдаются как положительные, так и отрицательные связи с различной степенью тесноты.

Дискриминантный анализ продемонстрировал, что изучаемая выборка делится на группы как по типам ОБ, так и по тектоническим зонам.

Библиографический список

1. Белоконов, А.В. Моделирование тектонической и температурной истории района бурения Тимано-Печорской глубокой опорной скважины / А.В. Белоконов // Вестник Пермского государственного технического университета. – 2000. – №3. – С. 71–76.
2. Галкин, В.И. Влияние историко-генетических факторов на нефтегазоносность / В.И. Галкин, И.А. Козлова // Вестник Пермского университета. Геология. – 2000. – Вып. 4. – С. 8–18.
3. Галушкин, Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности / Ю.И. Галушкин. – М.: Научный мир, 2007. – 456 с.
4. Кочнева, О.Е. Перспективы нефтегазоносности глубокопогруженных отложений Верхнепечорской впадины по данным бассейнового моделирования / О.Е. Кочнева, Т.В. Карасева, Е.А. Кузнецова // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 3. – С. 14–16.
5. Кузнецова, Е.А. Особенности геологического строения и формирования нефтегазоносности в районе Вуктыльского надвига / Е.А. Кузнецова, Т.В. Карасева // Недрапользование. – 2017. – Т. 16, № 4. – С. 313–320. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.4.2
6. Пестерева, С.А. Историко-генетическое моделирование эволюции осадочного чехла в районах развития глубокопогруженных отложений Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна / С.А. Пестерева, С.Г. Попов, А.В. Белоконов // Вестник Пермского университета. Геология. – 2011. – Вып. 2. – С. 8–19.
7. Allen, A.Ph. Basin analysis: principles and application to petroleum play assessment / A.Ph. Allen, J.R. Allen. – 3 ed. – Wiley-Blackwell, 2013. – 619 p.

Анализ поведения данных зависимостей, полученных в результате пошагового регрессионного анализа, позволил выявить, что в изменении параметров уравнений регрессии, построенных для разных типов ОБ и тектонических зон, наблюдаются заметные инверсии, что также свидетельствует о различных условиях формирования значений $C_{\text{орг}}^{\text{н}}$.

Из графика соотношений множественной корреляции R и достигаемого уровня статистической значимости p уравнений регрессии, позволяющих изучить формирование значений $C_{\text{орг}}^{\text{н}}$, видно, что наблюдается определенный тренд для изучаемых типов ОБ (прежде всего гумусового ОБ) и тектонических зон. Это в определенной мере показывает, что влияние значений $H_{\text{п}}$ и $V_{\text{п}}$ на $C_{\text{орг}}^{\text{н}}$ является достаточно разными.

Таким образом, показано, что величина $C_{\text{орг}}^{\text{н}}$ во многом обусловлена тектоническими факторами $H_{\text{п}}$ и $V_{\text{п}}$. Стоит отметить, что на востоке территории их влияние на $C_{\text{орг}}^{\text{н}}$ менее выражено, что обусловлено сложным геологическим строением внутреннего борта Верхнепечорской впадины.

Показатель $H_{\text{п}}$ отражает условия соответствующих этапов геологического развития, черты которого отличались на западе и востоке территории, а $V_{\text{п}}$ также определяет баланс органического и минерального компонентов осадка, геохимические фации в осадке.

В результате на примере глубокопогруженных нижне-средневизейских отложений было показано, что тектонические факторы могут быть использованы для оценки исходной концентрации $C_{\text{орг}}^{\text{н}}$, что ценно, так как данный параметр является важной характеристикой нефтегазоматеринских пород, но при этом не всегда доступен.

8. Basin and petroleum system modeling / M.M. Al-Hajeri, M. Al Saeed, J. Derks [et al.] // *Oilfield Review*. – 2009. – Vol. 21, iss. 2. – P. 14–29.
9. Fold-thrust belts at peak oil / D. Roeder, G.P. Goffey, J. Craig [et al.] // *Hydrocarbons in contact belts*. – London: Geological Society, 2010. – Vol. 348. – P. 7–31. DOI: 10.1144/SP348.2
10. Hantschel, T. Fundamentals of basin and petroleum systems modeling. – Berlin: Springer-Verlag, 2009 / T. Hantschel, A. Kauerauf. – 476 p. DOI: 10.1007/978-3-540-72318-9
11. Incidence and importance of tectonics and natural fluid migration on reservoir evolution in foreland fold-and-thrust belts / F. Roure, R. Swennen, F. Schneider [et al.] // *Oil and Gas Science and Technology Revue de l'IFP*. – 2005. – Vol. 60, № 1. – P. 67–106. DOI: 10.2516/ogst:2005006
12. Integrated charge and seal assessment in the Monagas fold and thrust belt of Venezuela / M. Neumaier, R. Littke, T. Hantschel [et al.] // *AAPG Bulletin*. – 2014. – Vol. 98, №7. – P. 1325–1350. DOI: 10.1306/01131412157
13. Kuznetsova, E.A. Description and prospects of oil and gas potential of the Middle Devonian – Lower Frasnian complex of the south-east of the Timan-Pechora province / E.A. Kuznetsova // *IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci.* – 1021 – 012036. DOI: 10.1088/1755-1315/1021/1/012036
14. Maerten, L. Chronologic modeling of faulted and fractured reservoirs using geomechanically based restoration / L. Maerten, F. Maerten // *Technique and industry applications: AAPG Bulletin*. – 2006. – Vol. 90, № 8. – P. 1201–1226. DOI: 10.1306/02240605116
15. Magoon, L.B. The Petroleum system: from source to trap / L.B. Magoon, W.G. Dow. – Tulsa, Oklahoma: AAPG, 1994. – 655 p. DOI: 10.1306/M60585
16. Nemcok, M. Thrustbelts. Structural architecture / M. Nemcok, S. Schamel, R. Gayer // *Thermal Regimes and Petroleum Systems*. – 2009. – 527 p. DOI: 10.2113/gscanmin.44.6.1563
17. PetroMod petroleum system modeling // Schlumberger Information Solutions. – 2011. – № 10. – 256 p.
18. Schneider, F. Basin modeling in complex area: examples from Eastern Venezuelan and Canadian Foothills / F. Schneider // *Oil and Gas Science and Technology*. – 2003. – Vol. 58, № 2. – P. 313–324. DOI: 10.2516/ogst:2003019
19. Дьяконов, А.И. Оценка газонефтяного потенциала автохтонов и аллохтонов Предуральяго краевого прогиба на эволюционно-генетической основе / А.И. Дьяконов, Т.А. Овчарова, С.В. Шелемей. – Ухта: УГТУ, 2008. – 76 с.
20. Кузнецова, Е.А. Влияние скорости осадконакопления на нефтегазосность отложений юго-восточных районов Тимано-Печорской нефтегазосной провинции / Е.А. Кузнецова // *Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ*. – 2019. – С. 293–298.
21. Кузнецова, Е.А. Использование вероятностно-статистических методов для анализа глубокопогруженных отложений Верхнепечорской впадины / Е.А. Кузнецова, В.И. Галкин // *Недропользование*. – 2023. – Т. 23, № 1. – С. 11–17. DOI: 10.15593/2712-8008/2023.1.2
22. Peters, K.E. *The Biomarker Guide: Vol. 2. Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History* / K.E. Peters, C.C. Walters, J.M. Moldowan. – Cambridge, 2007. – 1155 p. DOI: 10.1017/CBO9781107326040
23. Вирстюк, А.Ю. Применение регрессионного анализа для оценки эффективности работы нефтяных скважин с парафинистой нефтью / А.Ю. Вирстюк, В.С. Микшина // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2020. – Т. 331, № 1. – С. 117–124. DOI: 10.18799/24131830/2020/1/2453
24. Вистелиус, А.В. Основы математической геологии / А.В. Вистелиус. – Л.: Недра, 1980. – 389 с.
25. Галкин, В.И. Разработка статистических моделей для прогноза поглощений по характеристикам разрывных нарушений / В.И. Галкин, Д.В. Резвухина // *Недропользование*. – 2021. – Т. 21, № 3. – С. 102–108. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.3.1
26. Давыденко, А.Ю. Вероятностно-статистические методы в геолого-геофизических приложениях / А.Ю. Давыденко. – Иркутск, 2007. – 29 с.
27. Девис, Дж. Статистика и анализ геологических данных / Дж. Девис. – М.: Мир, 1977. – 353 с.
28. Девис, Дж.С. Статистический анализ данных в геологии / Дж.С. Девис. – Кн. 1. – М.: Недра, 1990. – 319 с.
29. Девис, Дж.С. Статистический анализ данных в геологии / Дж.С. Девис. – Кн. 2. – М.: Недра, 1990. – 426 с.
30. Дементьев, Л.Ф. Математические методы и ЭВМ в нефтегазовой геологии / Л.Ф. Дементьев. – М.: Недра, 1987. – 264 с.
31. Дементьев, Л.Ф. Применение математической статистики в нефтепромысловой геологии / Л.Ф. Дементьев, М.А. Жданов, А.Н. Кирсанов. – М., 1977. – 255 с.
32. Дрейпер, Н. Прикладной регрессионный анализ / Н. Дрейпер, Р. Смит. – М.: «Диалектика», 2017. – 912 с.
33. Кошкин, К.А. Разработка вероятностных моделей зонального прогноза нефтегазосности центральной части Пермского свода по структурно-мощностным критериям / К.А. Кошкин, И.А. Татаринов // *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Недропользование*. – 2021. – Т. 21, № 1. – С. 2–8. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.1.1
34. Кривошеков, С.Н. Разработка вероятностно-статистической методики прогноза нефтегазосности структур / С.Н. Кривошеков, В.И. Галкин, А.С. Волкова // *Нефтепромысловое дело*. – М.: ВНИИОЭНГ, 2010. – № 7. – С. 28–31.
35. Михалевиц, И.М. Применение математических методов при анализе геологической информации (с использованием компьютерных технологий: Statistica) / И.М. Михалевиц. – Иркутск: ИГУ, 2006. – 115 с.
36. Поморский, Ю.Л. Методы статистического анализа экспериментальных данных: монография / Ю.Л. Поморский. – Л., 1960. – 174 с.
37. Порогов, Г.С. Математические методы моделирования в геологии / Г.С. Порогов. – СПб.: Изд-во Санкт-Петербург. гос. горн. ин-та (техн. ун-та), 2006. – 223 с.
38. Путилов, И.С. Разработка технологий комплексного изучения геологического строения и размещения месторождений нефти и газа / И.С. Путилов. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политех. ун-та, 2014. – 285 с.
39. Татаринов, И.А. Вероятностно-статистическая оценка зональной нефтегазосности Пермского свода по геохимическим критериям / И.А. Татаринов // *Недропользование*. – 2022. – Т. 22, № 1. – С. 2–8. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.1.1
40. Чини, Р.Ф. Статистические методы в геологии: пер. с англ. / Р.Ф. Чини. – М.: Мир, 1986. – 189 с.
41. Шарапов, И.П. Применение математической статистики в геологии. Статистический анализ геологических данных / И.П. Шарапов. – М.: Недра, 1971. – 246 с.
42. Ядзинская, М.Р. Математические методы в гидрогеологии и инженерной геологии / М.Р. Ядзинская. – Пермь: ПГНИУ, 2022. – Ч. 1. – 93 с.
43. Ядзинская, М.Р. Математические методы в гидрогеологии и инженерной геологии / М.Р. Ядзинская. – Пермь: ПГНИУ, 2022. – Ч. 2. – 92 с.
44. Amanat, U. Chaudry. Oil well testing handbook / U. Chaudry Amanat // *Advanced TWPSON Petroleum Systems Inc.* – Houston, 2004. – 525 p.
45. Friedman, J. Regularized discriminant analysis / J. Friedman // *Journal of the American Statistical Association*. – 1989. – Vol. 84. – P. 165–175. DOI: 10.2307/2289860
46. Horne, R.N. Modern well test analysis: A computer Aided Approach / R.N. Horne. – 2nd ed. – Palo Alto: PetrowayInc, 2006. – 257 p.
47. Johnson, N.L. Statistics and experimental design / N.L. Johnson, F.C. Leone. – New York-London-Sydney-Toronto, 1977. – 606 p.
48. Montgomery, D.C. Introduction to liner regression analysis / D.C. Montgomery, E.A. Peck. – New York: John Wiley & Sons, 1982. – 504 p.
49. Tan, P.N. Introduction to data mining / P.N. Tan, M. Steinbach, V. Kumar. – Boston: Pearson Addison Wesley, 2005. – 769 p.
50. Tiab, D. Modern core analysis. Vol. 1. Theory, core laboratories / D. Tiab. – Houston, Texas, 1993. – 200 p.
51. Watson, G.S. *Statistic on spheres* / G.S. Watson. – New York: John Wiley and Sons, Inc., 1983. – 238 p.
52. Yarus, J.M. Stochastic Modeling and Geostatistics. Principles, Methods, and Case Studies / J.M. Yarus, R.L. Chambers // *AAPG Computer Applications in Geology Series*. – № 3. – Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 379 p.

References

1. Belokov' A.V. Modelirovanie tektonicheskoi i temperaturnoi istorii raiona bureniia Timano-Pechorskoi glubokoi opornoj skvazhiny [Modeling the tectonic and temperature history of the Timan-Pechora deep reference well drilling area]. *Vestnik Permского gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*, 2000, no. 3, pp. 71-76.
2. Galkin V.I., Kozlova I.A. Vliianie istoriko-geneticheskikh faktorov na neftegazonosnost' [Influence of historical and genetic factors on oil and gas potential]. *Vestnik Permского universiteta. Geologiya*, 2000, iss. 4, pp. 8-18.
3. Galushkin Iu.I. Modelirovanie osadochnykh basseinov i otsenka ikh neftegazonosnosti [Modeling of sedimentary basins and assessment of their oil and gas potential]. Moscow: Nauchnyi mir, 2007, 456 p.
4. Kochneva O.E., Karaseva T.V., Kuznetsova E.A. Perspektivy neftegazonosnosti glubokopogruzhenykh otlozhenii Verkhnepechorskoi vpadiny po dannym basseinovogo modelirovaniia [Prospects of oil-and-gas content of the deep-shipped deposits of the Verkhnepechorsky hollow by data basin modeling]. *Nef'tianoe khoziaistvo*, 2015, no. 3, pp. 14-16.
5. Kuznetsova E.A., Karaseva T.V. Osobennosti geologicheskogo stroeniia i formirovaniia neftegazonosnosti v raione Vuktyl'skogo nadviga [Features of geological structure and formation of oil & gas deposits in the Vuktyl thrust fault region]. *Nedropol'zovanie*, 2017, vol. 16, no. 4, pp. 313-320. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.4.2
6. Pestereva S.A., Popov S.G., Belokov' A.V. Istorko-geneticheskoe modelirovanie evoliutsii osadochnogo chekhla v raionakh razvitiia glubokopogruzhenykh otlozhenii Timano-Pechorskogo neftegazonosnogo basseina [Evolutionary sequence modeling of the Timano-Pechora petroleum basin deep burial rocks]. *Vestnik Permского universiteta. Geologiya*, 2011, iss. 2, pp. 8-19.
7. Allen A.Ph., Allen J.R. Basin analysis: principles and application to petroleum play assessment. 3 ed. Wiley-Blackwell, 2013, 619 p.
8. Al-Hajeri M.M., Al-Saeed M., Derks J. et al. Basin and petroleum system modeling. *Oilfield Review*, 2009, vol. 21, iss. 2, pp. 14-29.
9. Roeder D., Goffey G.P., Craig J. et al. Fold-thrust belts at peak oil. *Hydrocarbons in contact belts*. London: Geological Society, 2010, vol. 348, pp. 7-31. DOI: 10.1144/SP348.2
10. Hantschel T., Kauerauf A. Fundamentals of basin and petroleum systems modeling. Berlin: Springer-Verlag, 2009, 476 p. DOI: 10.1007/978-3-540-72318-9
11. Roure F., Swennen R., Schneider F. et al. Incidence and importance of tectonics and natural fluid migration on reservoir evolution in foreland fold-and-thrust belts. *Oil and Gas Science and Technology Revue de l'IFP*, 2005, vol. 60, no. 1, pp. 67-106. DOI: 10.2516/ogst:2005006
12. Neumaier M., Littke R., Hantschel T. et al. Integrated charge and seal assessment in the Monagas fold and thrust belt of Venezuela. *AAPG Bulletin*, 2014, vol. 98, no. 7, pp. 1325-1350. DOI: 10.1306/01131412157
13. Kuznetsova E.A. Description and prospects of oil and gas potential of the Middle Devonian - Lower Frasnian complex of the south-east of the Timan-Pechora province. *IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci.*, 2022, 1021 (1), 012036. DOI: 10.1088/1755-1315/1021/1/012036
14. Maerten L., Maerten F. Chronologic modeling of faulted and fractured reservoirs using geomechanically based restoration. *Technique and industry applications: AAPG Bulletin*, 2006, vol. 90, no. 8, pp. 1201-1226. DOI: 10.1306/02240605116
15. Magoon L.B., Dow W.G. The Petroleum system: from source to trap. Tulsa, Oklahoma: AAPG, 1994, 655 p. DOI: 10.1306/M60585
16. Nemcok M., Schamel S., Gayer R. Thrustbelts. Structural architecture. *Thermal Regimes and Petroleum Systems*, 2009, 527 p. DOI: 10.2113/gscanmin.44.6.1563

17. PetroMod petroleum system modeling. *Schlumberger Information Solutions*, 2011, no. 10, 256 p.
18. Schneider F. Basin modeling in complex area: examples from Eastern Venezuelan and Canadian Foothills. *Oil and Gas Science and Technology*, 2003, vol. 58, no. 2, pp. 313-324. DOI: 10.2516/ogst:2003019
19. Diakonov A.I., Ovcharova T.A., Shelemei S.V. Otsenka gazoneftianogo potentsiala avtokhtonov i allokhtonov Predural'skogo kraevogo progiba na evoliutsionno-geneticheskoi osnove [Assessment of the gas and oil potential of autochthons and allochthons of the Cis-Ural foredeep on an evolutionary-genetic basis]. *Ukhta: Ukhintskii gosudarstvennyi tekhnicheskii universitet*, 2008, 76 p.
20. Kuznetsova E.A. Vliianie skorosti osadkonakopleniia na neftegazonosnost' otlozhenii iugo-vostochnykh raionov Timano-Pechorskoi neftegazonosnoi provintsii [The influence of sedimentation rate on the oil and gas content of sediments in the southeastern regions of the Timano-Pechora oil and gas province]. *Novye napravleniia neftegazovoi geologii i geokhimii. Razvitiie geologorazvedochnykh rabot*, 2019, pp. 293-298.
21. Kuznetsova E.A., Galkin V.I. Ispol'zovanie veroiatnostno-statisticheskikh metodov dlia analiza glubokopogruzhenykh otlozhenii Verkhnepechorskoi vpadiny [Use of Probabilistic and Statistical Methods for the Analysis of Deep Deposits of the Upper Pechora Deep]. *Nedropol'zovanie*, 2023, vol. 23, no. 1, pp. 11-17. DOI: 10.15593/2712-8008/2023.1.2
22. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The Biomarker Guide: Vol. 2, Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History. Cambridge, 2007, 1155 p. DOI: 10.1017/CBO9781107326040
23. Virstiuk A.Iu., Virstiuk A.Iu., Mikshina V.S. Primenenie regressionnogo analiza dlia otsenki effektivnosti raboty neftiannykh skvazhin s parafinistoi neftiu [Application of regression analysis to evaluate the efficiency of oil well operating with the paraffin oil]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesurov*, 2020, vol. 331, no. 1, pp. 117-124. DOI: 10.18799/24131830/2020/1/2453
24. Vistelius A.V. Osnovy matematicheskoi geologii [Fundamentals of mathematical geology]. Leningrad: Nedra, 1980, 389 p.
25. Galkin V.I., Rezvukhina D.V. Razrabotka statisticheskikh modelei dlia prognoza pogloshchenii po kharakteristikam razryvnykh narushenii [Development of Statistical Models for Predicting Circulation Losses Based on Characteristics of Faults]. *Nedropol'zovanie*, 2021, vol. 21, no. 3, pp. 102-108. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.3.1
26. Davydenko A.Iu. Veroiatnostno-statisticheskie metody v geologo-geofizicheskikh prilozheniiaakh [Probabilistic-statistical methods in geological and geophysical applications]. Irkutsk, 2007, 29 p.
27. Devis Dzh. Statistika i analiz geologicheskikh dannykh [Statistics and analysis of geological data]. Moscow: Mir, 1977, 353 p.
28. Devis Dzh.S. Statisticheskii analiz dannykh v geologii [Statistical data analysis in geology]. Book 1. Moscow: Nedra, 1990, 319 p.
29. Devis Dzh.S. Statisticheskii analiz dannykh v geologii [Statistical data analysis in geology]. Book 2. Moscow: Nedra, 1990, 426 p.
30. 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.
31. Dement'ev L.F., Zhdanov M.A., Kirsanov A.N. Primenenie matematicheskoi statistiki v neftepromyslovoi geologii [Application of mathematical statistics in oilfield geology]. Moscow, 1977, 255 p.
32. Dreiper N., Smit G. Prikladnoi regressionnyi analiz [Applied regression analysis]. Moscow: Dialektika, 2017, 912 p.
33. 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]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Nedropol'zovanie*, 2021, vol. 21, no. 1, pp. 2-8. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.1.1
34. Krivoshechekov 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*. Moscow: VNIIOENG, 2010, no. 7, pp. 28-31.
35. Mikhalevich I.M. Primenenie matematicheskikh metodov pri analize geologicheskoi informatsii (s ispol'zovaniem komp'iuternykh tekhnologii: Statistika) [Application of mathematical methods in the analysis of geological information (using computer technology: Statistica)]. Irkutsk: Irkutskii gosudarstvennyi universitet, 2006, 115 p.
36. Pomorskii Iu.L. Metody statisticheskogo analiza eksperimental'nykh dannykh [Methods for statistical analysis of experimental data]. Leningrad, 1960, 174 p.
37. Porotov G.S. Matematicheskie metody modelirovaniia v geologii [Mathematical modeling methods in geology]. Saint Petersburg: Sankt-Peterburgskii gosudarstvennyi gornyi universitet, 2006, 223 p.
38. Putilov I.S. Razrabotka tekhnologii kompleksnogo izucheniia geologicheskogo stroeniia i razmeshcheniia mestorozhdenii nefiti i gaza [Development of technologies for comprehensive study of the geological structure and location of oil and gas fields]. Perm': Permskii natsional'nyi issledovatel'skii politekhnicheskii universitet, 2014, 285 p.
39. Tatarinov I.A. Veroiatnostno-statisticheskaiia otsenka zonal'noi neftegazonosnosti Permskogo svoda po geokhimicheskim kriteriiam [Probabilistic and statistical assessment of zonal oil and gas potential of the Perm arch based on geochemical criteria]. *Nedropol'zovanie*, 2022, vol. 22, no. 1, pp. 2-8. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.1.1
40. Chini R.F. Staticheskie metody v geologii [Static methods in geology]. Moscow: Mir, 1986, 189 p.
41. Sharapov I.P. Primenenie matematicheskoi statistiki v geologii. Statisticheskii analiz geologicheskikh dannykh [Application of mathematical statistics in geology. Statistical analysis of geological data]. Moscow: Nedra, 1971, 246 p.
42. Iadzinskaia M.R. Matematicheskie metody v gidrogeologii i inzhenernoi geologii [Mathematical methods in hydrogeology and engineering geology]. Perm': Permskii gosudarstvennyi natsional'nyi issledovatel'skii universitet, 2022, part 1, 93 p.
43. Iadzinskaia M.R. Matematicheskie metody v gidrogeologii i inzhenernoi geologii [Mathematical methods in hydrogeology and engineering geology]. Perm': Permskii gosudarstvennyi natsional'nyi issledovatel'skii universitet, 2022, part 2, 92 p.
44. Amanat U. Chaudry. Oil well testing handbook. *Advanced TWPSOON Petroleum Systems Inc*. Houston, 2004, 525 p.
45. Friedman J. Regularized discriminant analysis. *Journal of the American Statistical Association*, 1989, vol. 84, pp. 165-175. DOI: 10.2307/2289860
46. Horne R.N. Modern well test analysis: A computer Aided Approach. 2nd ed. Palo Alto: PetrowayInc, 2006, 257 p.
47. Johnson N.L., Leone F.C. Statistics and experimental design. New York-London-Sydney-Toronto, 1977, 606 p.
48. Montgomery D.C., E.A. Peck Introduction to liner regression analysis. New York: John Wiley & Sons, 1982, 504 p.
49. Tan P.N., Steinbach M., Kumar V. Introduction to data mining. Boston: Pearson Addison Wesley, 2005, 769 p.
50. Tiab D. Modern core analysis. Vol. 1. Theory, core laboratories. Houston, Texas, 1993, 200 p.
51. Watson G.S. Statistic on spheres. New York: John Wiley and Sons, Inc., 1983, 238 p.
52. Yarus J.M., Chambers R.L. Stochastic Modeling and Geostatistics. Principles, Methods, and Case Studies. *AAPG Computer Applications in Geology Series*, no. 3. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 379 p.

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