

УДК 622 + 551.1:553.98
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2023



Использование вероятностно-статистических методов для анализа глубокопогруженных отложений Верхнепечорской впадины

Е.А. Кузнецова¹, В.И. Галкин²

¹Пермский государственный национальный исследовательский университет (Россия, 614068, г. Пермь, ул. Букирева, 15)

²Пермский национальный исследовательский политехнический университет (Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский проспект, 29)

Use of Probabilistic and Statistical Methods for the Analysis of Deep Deposits of the Upper Pechora Deep

Elena A. Kuznetsova¹, Vladislav I. Galkin²

¹Perm State National Research University (15 Bukireva st., Perm, 614068, Russian Federation)

²Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)

Получена / Received: 19.09.2022. Принята / Accepted: 19.12.2022. Опубликовано / Published: 31.05.2023

Ключевые слова:

Верхнепечорская впадина, глубокопогруженные отложения, вероятностно-статистические методы, нефть, газ, концентрация, органический углерод, тектонические характеристики, скорость погружения, глубина залегания, сапропелевое органическое вещество, смешанное органическое вещество, гумусовое органическое вещество, статистические различия.

Верхнепечорская впадина – одна из северных впадин Пелювального краевого прогиба. Строение верхних горизонтов осадочного чехла хорошо изучено, но глубокопогруженные отложения остаются неравномерно и недостаточно исследованными. Поэтому представляет интерес моделирование формирования нефтегазоносности больших глубин с помощью различных методов. В данной статье эта задача решена путем применения вероятностно-статистических методов. Для анализа использованы концентрации органического углерода ($C_{орг}$), скорости погружения и глубины залегания слоев. В результате установлены принципиальные различия в тектонических условиях формирования концентрации $C_{орг}$ для изучаемых типов органического вещества. Сравнение средних значений $C_{орг}$ показало наличие статистических различий между типами органических веществ в глубокопогруженных отложениях Верхнепечорской впадины. Корреляционный анализ определил, что между изучаемыми показателями наблюдаются как положительные, так и отрицательные связи с различной степенью тесноты. С помощью линейного дискриминантного анализа определено, что сапропелевое и гумусовое органические вещества разделены достаточно четко, а смешанное – по заданным характеристикам практически не выделяется. Выполненный пошаговый регрессионный анализ по каждому из рассматриваемых параметров, проведенный для этих типов органических веществ по отдельности, подтвердил кардинальное различие в процессах накопления органических веществ сапропелевого и гумусового типов. Таким образом, выполненный статистический анализ показал регулируемую роль тектонических факторов в процессах формирования концентраций органических веществ.

Keywords:

Upper Pechora depression, deep sediments, probabilistic-statistical methods, oil, gas, concentration, organic carbon, tectonic characteristics, subsidence rate, occurrence depth, sapropelic organic matter, mixed organic matter, humic organic matter, statistical differences.

The Upper Pechora depression is one of the northern depressions of the Cis-Ural foredeep. The structure of the upper horizons of the sedimentary cover is well studied, but deep deposits remain uneven and insufficiently studied. Therefore, it is of interest to model the formation of oil and gas potential at great depths using various methods. In this article, this problem was solved by using probabilistic-statistical methods. The concentrations of organic carbon (C_{org}), the rate of subsidence, and the depth of the layers were used for the analysis. As a result, fundamental differences were established in the tectonic conditions for the formation of the C_{org} concentration for the studied types of organic matter. Comparison of the average C_{org} values showed the presence of statistical differences between the types of organic matter in the deep sediments of the Upper Pechora depression. Correlation analysis determined that both positive and negative relationships with varying degrees of closeness were observed between the studied indicators. With the help of linear discriminant analysis, it was determined that sapropelic and humic organic substances were separated quite clearly, and mixed organic matter practically did not stand out according to the given characteristics. The performed stepwise regression analysis for each of the considered parameters, carried out for these types of organic matter separately, confirmed the cardinal difference in the processes of accumulation of organic matter of the sapropel and humus types. Thus, the performed statistical analysis showed the regulatory role of tectonic factors in the formation of organic matter concentrations.

© Галкин Владислав Игнатьевич – профессор, заведующий кафедрой геологии нефти и газа, доктор геолого-минералогических наук (тел.: +007 (902) 472 95 81, e-mail: vgalkin@pstu.ru). Контактное лицо для переписки.

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

© Vladislav I. Galkin (Author ID in Scopus: 55418067700) – Doctor in Geology and Mineralogy, Professor, Head of the Department of Oil and Gas Geology (tel.: +007 (902) 472 95 81, e-mail: vgalkin@pstu.ru). The contact person for correspondence.

© Elena A. Kuznetsova (Author ID in Scopus: 56711646200) – Senior Lecturer at the Department of Regional and Oil&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., Галкин В.И. Использование вероятностно-статистических методов для анализа глубокопогруженных отложений Верхнепечорской впадины // Недропользование. – 2023. – Т.23, №1. – С.11–17. DOI: 10.15593/2712-8008/2023.1.2

Please cite this article in English as:

Kuznetsova E.A., Galkin V.I. Use of Probabilistic and Statistical Methods for the Analysis of Deep Deposits of the Upper Pechora Deep. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2023, vol.23, no.1, pp.11-17. DOI: 10.15593/2712-8008/2023.1.2

Введение

Верхнепечорская впадина – одна из северных впадин Предуральяского краевого прогиба, осадочный бассейн тектонической природы между складчатым сооружением Урала и сопряженной Тимано-Печорской плитой. Строение верхних горизонтов осадочного чехла изучено достаточно полно – месторождения углеводородов разрабатываются с 60-х гг. прошлого века, но глубокопогруженные отложения (глубже 4 км, возраст древнее ранне-средневизейского) остаются неравномерно и недостаточно исследованными. При этом в настоящее время в пределах Верхнепечорской впадины пробурено 46 глубоких скважин, большинство из них приурочено к Вуктыльской тектонической пластине на востоке территории. Поэтому представляет интерес моделирование формирования нефтегазоносности больших глубин с помощью различных способов моделирования.

Методика исследования

Тектонические характеристики, такие как скорости погружения и седиментации, во многом определяют 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 углеводородов.

А.И. Дьяконовым (2009) показано, что генерация нефти и образование преимущественно нефтяных месторождений в условиях главной зоны нефтеобразования при сапропелевом и смешанном типах органического вещества (ОВ) связаны с зонами повышенных скоростей погружения – более 40–50 м/млн лет. Газогенерация с формированием преимущественно газовых месторождений доминирует при достижении соответствующих термобарических условий ОВ гумусового и смешанного типов, накопившегося при значительно меньших скоростях погружения – 20–40 м/млн лет. Эти особенности обусловлены степенью восстановленности среды, относительным содержанием биомассы, ОВ, битумоидов, условиями их сохранности, геохимическими фациями в осадке [1, 2].

В результате 1D-бассейнового моделирования с помощью программных комплексов Petromod и Genex скважин, вскрывших глубокопогруженные отложения, были вычислены скорости погружения толщ разреза Верхнепечорской впадины. Методика бассейнового моделирования рассматривается во многих работах [3–18], оно всегда проводится на основании обширной базы данных результатов геологических, геофизических и геохимических исследований [18–20]. Примеры графиков изменения скоростей погружения по скважинам различных частей Верхнепечорской впадины приведены на рис. 1.

По данным А.И. Дьяконова (2009), концентрация ОВ в осадках при увеличении скоростей fossilization повышается, а затем, достигая некоторого оптимума, снова снижается, что обусловлено регулирующей ролью скорости седиментации в сбалансированности органического и минерального компонентов осадка [1].

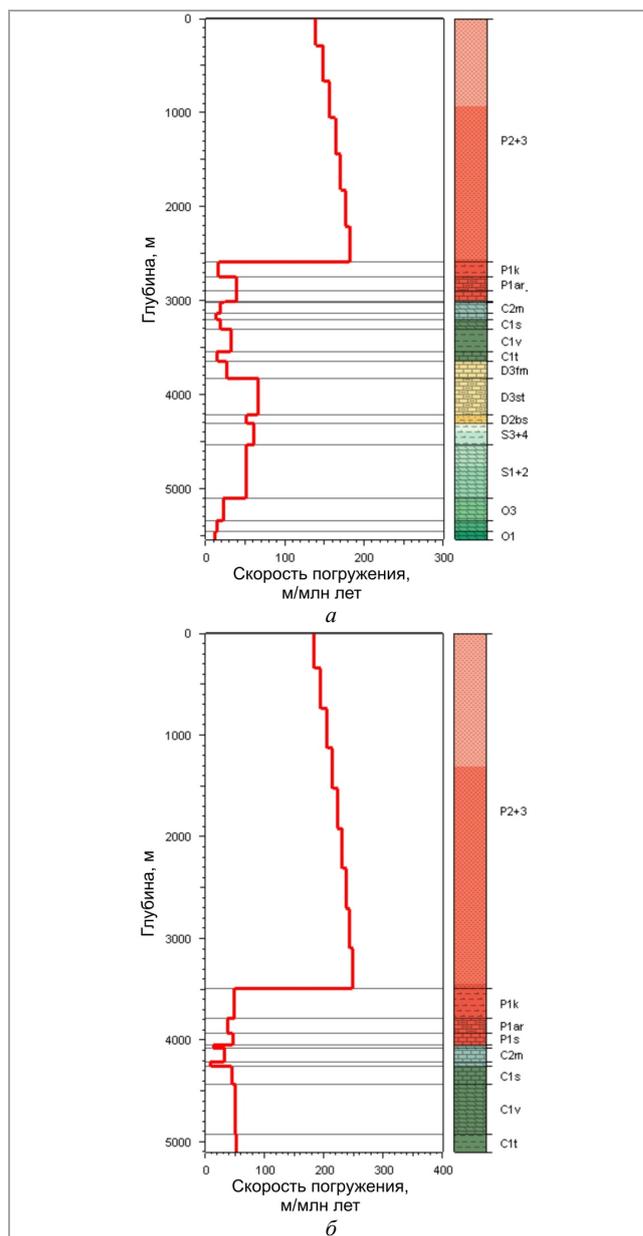


Рис. 1. Скорость осадконакопления по данным 1D моделирования скважин Верхнепечорской депрессии: а – З. Вуктыльская-1; б – В. Вуктыльская-1

Подробнее закономерности изменения концентраций ОВ в зависимости от скорости погружения не описаны.

Поэтому для анализа зависимости концентраций органического углерода (далее – $C_{орг}$) и выбранных авторами работы тектонических характеристик – скорости погружения (V_n) и глубины залегания слоев (H_n) – были применены вероятностно-статистические методы. При построении статистических моделей использовались методы математической статистики и теории вероятностей, которые детально рассмотрены в многочисленных отечественных и зарубежных работах [21–48].

Обсуждение результатов

Исходными данными послужили результаты 1D-моделирования 10 скважин Верхнепечорской впадины, по которым имеются результаты

Таблица 1

Сравнение средних значений показателей $C_{орг}$, V_n и H_n

Показатели, ед. изм.	Средние значения $\left(\frac{x \pm \sigma}{\min - \max} \right)$			Критерии $\frac{t}{p}$
	Тип ОБ, количество наблюдений			
	сапропелевое, 27	смешанное, 40	гумусовое, 93	
$C_{орг}$, %	$0,248 \pm 0,291$ 0,101–1,19	$0,472 \pm 0,518$ 0,031–2,24		$-2,043974$ 0,045012
	$0,248 \pm 0,291$ 0,101–1,19		$1,047 \pm 1,3$ 0–5,97	$-3,159772$ 0,002006
		$0,472 \pm 0,518$ 0,031–2,24	$1,047 \pm 1,3$ 0–5,97	$2,696356$ 0,007931
		$53,19 \pm 18,96$ 12,0–72,0	$50,93 \pm 40,53$ 9,0–170,0	$0,270019$ 0,788001
V_n , м/млн л	$53,19 \pm 18,96$ 12,0–72		$61,96 \pm 42,28$ 15,0–175,0	$-1,045539$ 0,297911
		$50,93 \pm 40,53$ 9,0–170,0	$61,96 \pm 42,28$ 15,0–175,0	$1,396911$ 0,164802
		$5160,43 \pm 779,37$ 4385,5–6987,5	$4751,96 \pm 956,47$ 3047,0–6040,0	$1,842893$ 0,069905
		$5160,43 \pm 779,37$ 4385,5–6987,5		$3,498782$ 0,000660
H_n , м		$4751,96 \pm 956,47$ 3047,0–6040,0	$4625,69 \pm 674,72$ 2946,5–5800,0	$-0,867879$ 0,387048
			$4625,69 \pm 674,72$ 2946,5–5800,0	

Таблица 2

Корреляционная матрица

Пример	$C_{орг}$	H_n	V_n	$C_{орг}$	H_n	V_n	$C_{орг}$	H_n	V_n
	Сапропелевое ОБ			Смешанное ОБ			Гумусовое ОБ		
$C_{орг}$	1,00	-0,44*	0,40*	1,00	-0,31*	-0,10	1,00	-0,12	-0,25*
H_n		1,00	-0,26*		1,00	-0,03		1,00	0,26*
V_n			1,00			1,00			1,00

Примечание: * – статистически значимые корреляционные связи.

пиролитических исследований глубокопогруженных отложений, проведенных Тимано-Печорским научно-исследовательским центром.

Первым статистическим инструментом является проверка гипотезы о различиях или отсутствии таковых средних значений рассматриваемых характеристик концентраций ОБ и выбранных тектонических характеристик при помощи t -критерия Стьюдента.

Данные статистических расчетов средних значений (t -критерия и достигаемого уровня значимости p) концентрации органического углерода ($C_{орг}$), скорости погружения (V_n) и глубины залегания (H_n) для изучаемых отложений приведены в табл. 1.

Сравнение средних значений показало, что наблюдаются статистические различия в средних значениях по $C_{орг}$ между всеми типами ОБ, средние значения по V_n статистически не различаются, средние значения по H_n статистически различаются между сапропелевым и гумусовым ОБ.

Для понимания процесса формирования концентраций $C_{орг}$ в зависимости от V_n и H_n построены и проанализированы поля корреляции между изучаемыми показателями. Анализ показал, что соотношения и сила корреляционных связей в пределах рассматриваемых типов ОБ значительно отличаются, что хорошо видно по данным, приведенным в табл. 2.

Анализ значений r показывает, что между $C_{орг}$ и V_n и H_n , а также между самими показателями наблюдаются как положительные, так и отрицательные связи с различной степенью тесноты. Отметим, что в пределах корреляционных полей для всех типов ОБ наблюдаются подполя.

Для комплексной оценки различий в изучаемых характеристиках использован линейный дискриминантный анализ (ЛДА), который позволил установить следующие линейные дискриминантные функции:

$$Z_1 = -0,767004C_{орг} - 0,01266V_n + 0,00062H_n - 1,62656$$

при $R = 0,393$, $\chi^2 = 28,63$, $p = 0,000072$;

$$Z_2 = 0,42529C_{орг} + 0,01121V_n + 0,00110H_n - 6,19442$$

при $R = 0,126$, $\chi^2 = 2,5$, $p = 0,285886$.

Линейная дискриминантная функция Z_1 является статистически значимой, а Z_2 – нет. По данным функциям были вычислены значения Z_1 и Z_2 . Соотношение значений Z_1 и Z_2 в зависимости от типов ОБ приведены на рис. 2.

Отсюда видно, что по значениям Z_1 и Z_2 изучаемая выборка в определенной мере (64 %) делится на рассматриваемые типы ОБ, при этом сапропелевое и гумусовое ОБ разделены достаточно сильно, а смешанное ОБ по заданным характеристикам практически не выделяется.

Далее с помощью пошагового регрессионного анализа выполнена оценка влияния значений H_n и V_n на $C_{орг}$ дифференцированно в зависимости от типа ОБ. Построение многомерных моделей, которые позволили оценить влияние показателей H_n и V_n на $C_{орг}$, произведено по следующей схеме: первое уравнение регрессии строится по трем минимальным значениям $C_{орг}$ ($n = 3$), следующая модель при $n = 4$, и так далее до $n = 27$. Рассчитанные таким образом модели для сапропелевого ОБ приведены в табл. 3.

Модели для анализа формирования значений $C_{орг}$ от H_n и V_n

Интервал построения моделей по $C_{орг}$, %	Свободный член	Коэффициенты		R	Уровень значимости p
		при H_n	при V_n		
0,0101–0,019	-0,055	-0,000105	0,000012	1,000	
0,0101–0,045	0,105	0,000074	-0,000015	0,449	<0,89330
0,0101–0,046	0,123	-0,000050	-0,000016	0,566	<0,67959
0,0101–0,054	-0,046	-0,000509	0,000016	0,362	<0,80953
0,0101–0,056	0,070	0,000134	-0,000007	0,332	<0,79112
0,0101–0,065	0,051	0,000208	-0,000004	0,249	<0,85248
0,0101–0,087	0,084	0,000392	-0,000010	0,535	<0,36318
0,0101–0,104	0,122	0,000021	-0,000013	0,364	<0,60769
0,0101–0,104	0,146	0,000053	-0,000017	0,427	<0,44689
0,0101–0,112	0,122	0,000257	-0,000013	0,343	<0,56870
0,0101–0,113	0,145	0,000322	-0,000017	0,451	<0,32161
0,0101–0,125	0,166	0,000327	-0,000020	0,480	<0,23664
0,0101–0,164	0,206	-0,000011	-0,000024	0,423	<0,30660
0,0101–0,166	0,238	0,000104	-0,000030	0,505	<0,14753
0,0101–0,196	0,258	0,000362	-0,000035	0,555	<0,07600
0,0101–0,205	0,289	0,000444	-0,000041	0,606	<0,03252
0,0101–0,241	0,315	0,000451	-0,000044	0,572	<0,04223
0,0101–0,263	0,226	0,000900	-0,000030	0,432	<0,17282
0,0101–0,394	0,310	0,000866	-0,000043	0,425	<0,16710
0,0101–0,410	0,378	0,001102	-0,000056	0,474	<0,08939
0,0101–0,414	0,433	0,001303	-0,000067	0,509	<0,04997
0,0101–0,549	0,530	0,001202	-0,000081	0,494	<0,05323
0,0101–0,554	0,562	0,001847	-0,000092	0,531	<0,02611
0,0101–0,994	0,644	0,003161	-0,000115	0,532	<0,02198
0,0101–1,190	0,698	0,004666	-0,000135	0,530	<0,01910

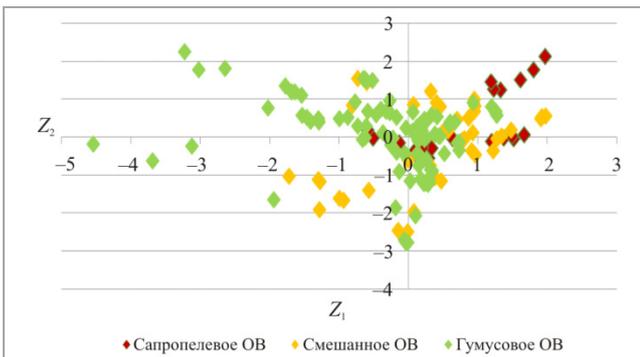


Рис. 2. Соотношение между Z_1 и Z_2 для выделенных классов ОБ

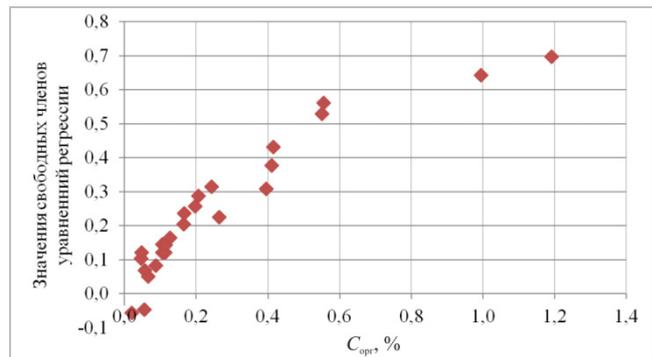


Рис. 3. Изменение значений свободных членов уравнений регрессии в зависимости от $C_{орг}$

Таким образом, для сапропелевого ОБ построено 25 уравнений регрессии. Значения свободных членов уравнений регрессии изучаемой последовательности изменяется от -0,055 до 0,698, при среднем значении 0,245. Изменение значений свободных членов уравнений регрессии в зависимости от значений $C_{орг}$ приведено на рис. 3.

Отсюда видно, что с ростом значений $C_{орг}$ величины свободных членов уравнений регрессии повышаются по достаточно сложной траектории, в пределах которой можно выделить два участка. Первый участок при $C_{орг} < 0,4$ %, здесь наблюдается увеличение значений свободных членов уравнений регрессии. При $C_{орг} > 0,4$ % величины свободных членов уравнений регрессии изменяются незначительно.

Изменение коэффициентов при H_n в зависимости от значений $C_{орг}$ приведено на рис. 4, а.

Величина H_n была использована при построении всех 25 моделей. Значения коэффициентов при H_n изменялись от -0,0009 до 0,00002 по достаточно

сложной траектории, в пределах которой можно выделить три участка. Первый участок при $C_{орг} < 0,4$ % – здесь наблюдается уменьшение значений коэффициентов при H_n в уравнениях регрессии. При $C_{орг} > 0,4$ % величины коэффициентов при H_n изменяются незначительно.

Анализ зависимости коэффициентов при V_n от значений $C_{орг}$ (рис. 4, б) показывает, что при повышении значений $C_{орг}$ величины коэффициентов при V_n изменяются по траектории, в пределах которой можно выделить два участка, границу этих участков можно провести по величине $C_{орг} = 0,2$ %. При $C_{орг} < 0,2$ % наблюдается незначительное колебание значений параметра в интервале -0,0005–0,0004, а затем при $C_{орг} > 0,2$ % – постоянное повышение до 0,0047.

Изменение значений коэффициентов множественной корреляции R , в зависимости от значений $C_{орг}$ приведено на рис. 5.

Из графика видно, что в его пределах выделяются три участка, где изменения R в зависимости от $C_{орг}$

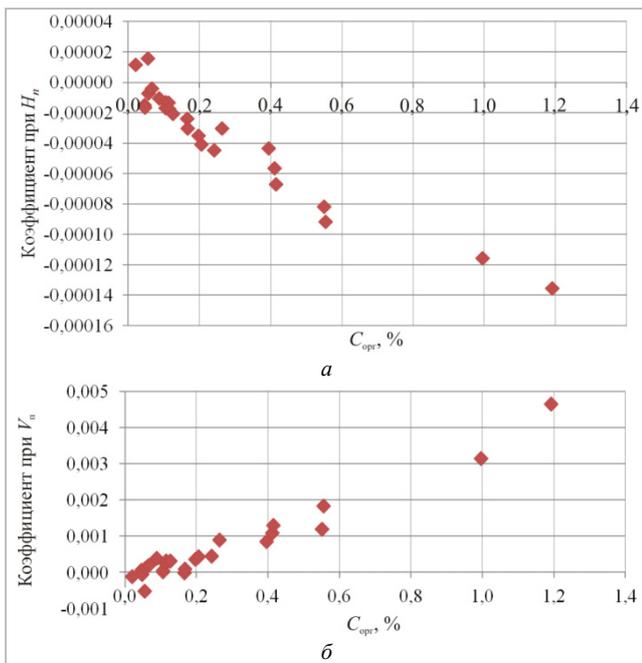


Рис. 4. Изменение значений коэффициентов: а – при H_n в зависимости от $C_{орг}$; б – при V_n в зависимости от $C_{орг}$

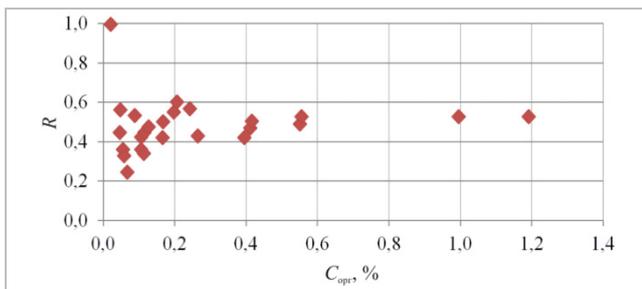


Рис. 5. Изменение коэффициентов множественной корреляции R в зависимости от $C_{орг}$

имеют свои виды. На первом участке, при $C_{орг} < 0,2$ %, происходят хаотичные изменения значений R от 0,249 до 1,0. При значениях $C_{орг} > 0,2$ % величины R находятся в диапазоне 0,425–0,572.

Библиографический список

1. Дьяконов А.И., Овчарова Т.А., Шелемей С.В. Оценка газонефтяного потенциала автохтонов и аллохтонов Предуральяского краевого прогиба на эволюционно-генетической основе. – Ухта: УГТУ, 2008. – 76 с.
2. Кузнецова Е.А. Влияние скорости осадконакопления на нефтегазоносность отложений юго-восточных районов Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ. – 2019. – С. 293–298.
3. Allen A.Ph., Allen J.R. Basin analysis: principles and application to petroleum play assessment. – 3 ed. – Wiley-Blackwell, 2013. – 619 p.
4. 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. DOI: 10.1007/978-3-319-49347-3_11
5. 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
6. 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
7. 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
8. 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
9. Maerten L., Maerten F. Chronologic modeling of faulted and fractured reservoirs using geomechanically based restoration // Technique and industry applications: AAPG Bulletin. – 2006. – Vol. 90, № 8. – P. 1201–1226. DOI: 10.1306/02240605116
10. Magoon L.B., Dow W.G. The Petroleum system: from source to trap. – Tulsa, Oklahoma: AAPG, 1994. – 655 p. DOI: 10.1306/M60585
11. Nemcok M., Schamel S., Gayer R. Thrustbelts. Structural architecture // Thermal Regimes and Petroleum Systems. – 2009. – 527 p. DOI: 10.2113/gscanmin.44.6.1563
12. PetroMod petroleum system modeling // Schlumberger Information Solutions. – 2011. – № 10. – 256 p.
13. Schneider F. Basin modeling in complex area: examples from Eastern Venezuelan and Canadian Foothills // Oil and Gas Science and Technology. – 2003. – Vol. 58, № 2. – P. 313–324. DOI: 10.2516/ogst:2003019
14. Белоконов А.В. Моделирование тектонической и температурной истории района бурения Тимано-Печорской глубокой опорной скважины // Вестник Пермского государственного технического университета. – 2000. – № 3. – С. 71–76.
15. Галкин В.И., Козлова И.А. Влияние историко-генетических факторов на нефтегазоносность // Вестник Пермского университета. Геология. – 2000. – Вып. 4. – С. 8–18.

Выполненный анализ показывает, что показатели H_n и V_n влияют различно на формирование значений $C_{орг}$, при этом данный анализ на статистическом уровне определил, что в большей степени формирование значений контролируется величиной H_n . Также обнаружено, что для данного типа ОВ значения $C_{орг}$ не контролируются возрастом изучаемых пород.

Аналогичный комплексный анализ выполнен для смешанного и гумусового ОВ, для первого построено 38 уравнений регрессии, описывающих зависимость H_n , V_n и $C_{орг}$, а для второго – 91.

Совместный анализ изменения свободных членов уравнений регрессии для всех типов ОВ определил, что они достаточно близки по виду для сапропелевого и смешанного ОВ и значительно отличаются для гумусового ОВ. Анализ изменения значений коэффициентов в уравнениях регрессии при H_n в зависимости от $C_{орг}$ показывает, что для изучаемых типов ОВ они изменяются дифференцированно.

Анализ изменения значений коэффициентов при V_n , показал, что они имеют противоположные знаки для сапропелевого и гумусового ОВ. Для смешанного ОВ коэффициенты при V_n располагаются между ними и характеризуются значительно меньшим диапазоном значений.

Анализ изменения значений коэффициентов множественной корреляции R в зависимости от значений $C_{орг}$ для разного типа ОВ выявил, что при увеличении значений $C_{орг}$ диапазон изменения R значительно уменьшается для всех типов ОВ, что хорошо видно по данным, приведенным на рис. 5 по сапропелевому типу ОВ.

Заключение

Выполненный вероятностно-статистический анализ формирования концентрации $C_{орг}$ для различных типов ОВ показал, что данный процесс в основном определяется тектоническими условиями, что может быть использовано при оценке нефтегазоматеринских свойств пород изучаемых глубокозалегающих отложений территории Верхнепечорской впадины.

16. Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. – М.: Научный мир, 2007. – 456 с.
17. Пестерева С.А., Попов С.Г., Белоконов А.В. Историко-генетическое моделирование эволюции осадочного чехла в районах развития глубокопогруженных отложений Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна // Вестник Пермского университета. Геология. – 2011. – Вып. 2. – С. 8–19.
18. 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. – 1021 – 012036. DOI:10.1088/1755-1315/1021/1/012036
19. Кочнева О.Е., Карасева Т.В., Кузнецова Е.А. Перспективы нефтегазоносности глубокопогруженных отложений Верхнепечорской впадины по данным бассейнового моделирования // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 3. – С. 14–16.
20. Кузнецова Е.А., Карасева Т.В. Особенности геологического строения и формирования нефтегазоносности в районе Вуктыльского надвига // Недропользование. – 2017. – Т. 16, № 4. – С. 313–320. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.4.2
21. Amanat U. Chaudry. Oil well testing handbook // Advanced TWPSON Petroleum Systems Inc. – Houston, 2004. – 525 p.
22. Friedman J. Regularized discriminant analysis // Journal of the American Statistical Association. – 1989. – Vol. 84. – P. 165–175. DOI: 10.2307/2289860
23. Global resource estimates from total petroleum systems / T.S. Ahlbrandt, R.R. Charpentier, T.R. Klett, J.W. Schmoker, C.J. Schenk, G.F. Ulmishek // AAPG Memoir. – 2005. – № 86. – P. 1–334. DOI: 10.1306/M861061
24. Horne R.N. Modern well test analysis: A computer Aided Approach. – 2nd ed. – Palo Alto: PetrowayInc, 2006. – 257 p.
25. Introduction to data mining / Pang-Ning Tan, Michael Steinbach, Vipin Kumar. – Boston: Pearson Addison Wesley, 2005. – 769 p.
26. Johnson N.L., Leone F.C. Statistics and experimental design. – New York – London – Sydney – Toronto, 1977. – 606 p.
27. Koshkin K.A., Melkishev O.A. Use of derivatives to assess preservation of hydrocarbon deposits // IOP Conf. Series: Journal of Physics: Conference Series. – 2018. – Vol. 1015. – P. 032092. DOI:10.1088/1742-6596/1015/3/032092
28. Montgomery D.C., Peck E.A., Introduction to liner regression analysis. – New York: John Wiley & Sons, 1982. – 504 p.
29. Scattering and intrinsic attenuation as a potential tool for studying of a fractured reservoir / F. Bouchaala, M.Y. Ali, J. Matsushima [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Vol. 174. – P. 533–543. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.11.058
30. Tiab D. Modern core analysis. Vol. 1. Theory, core laboratories. – Houston, Texas, 1993. – 200 p.
31. Watson G.S. Statistic on spheres. – New York: John Wiley and Sons, Inc., 1983. – 238 p.
32. Yarus J.M. Stochastic modeling and geostatistics // AAPG. – Tulsa, Oklahoma, 1994. – 231 p.
33. Вистелиус А.В. Основы математической геологии. – Л.: Недра, 1980. – 389 с.
34. Давыденко А.Ю. Вероятностно-статистические методы в геолого-геофизических приложениях. – Иркутск, 2007. – 29 с.
35. Девис Дж. Статистика и анализ геологических данных. – М.: Мир, 1977. – 353 с.
36. Девис Дж. Статистический анализ данных в геологии. – М.: Недра, 1990. – Кн. 1. – 319 с.
37. Девис Дж. Статистический анализ данных в геологии. – М.: Недра, 1990. – Кн. 2. – 426 с.
38. Дементьев Л.Ф. Математические методы и ЭВМ в нефтегазовой геологии. – М.: Недра, 1987. – 264 с.
39. Дементьев Л.Ф., Жданов М.А., Кирсанов А.Н. Применение математической статистики в нефтепромысловый геологии. – М., 1977. – 255 с.
40. Дрейпер Н., Смит Г. Прикладной регрессионный анализ. – М.: Изд. дом «Вильямс», 2007.
41. Кривошеков С.Н., Галкин В.И., Волкова А.С. Разработка вероятностно-статистической методики прогноза нефтегазоносности структур // Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИОЭНГ, 2010. – № 7. – С. 28–31.
42. Михалевич И.М. Применение математических методов при анализе геологической информации (с использованием компьютерных технологий). – Иркутск, 2006. – 115 с.
43. Михалевич И.М. Применение математических методов при анализе геологической информации (с использованием компьютерных технологий: Statistica). – Иркутск: ИГУ, 2006. – 115 с.
44. Поморский Ю.Л. Методы статистического анализа экспериментальных данных: монография. – Л., 1960. – 174 с.
45. Поротов Г.С. Математические методы моделирования в геологии. – СПб.: Изд-во Санкт-Петербур. гос. горн. ин-та (техн. ун-та), 2006. – 223 с.
46. Путилов И.С. Разработка технологий комплексного изучения геологического строения и размещения месторождений нефти и газа. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2014. – 285 с.
47. Чини Р.Ф. Статистические методы в геологии: пер. с англ. – М.: Мир, 1986. – 189 с.
48. Шапапов И.П. Применение математической статистики в геологии. Статистический анализ геологических данных. – М.: Недра, 1971.

References

1. D'iakonov A.I., Ovcharova T.A., Shelemei S.V. Otsenka gazonefitnogo potentsiala avtokhtonov i allokhtonov Predural'skogo kraevogo progiba na evoliutsionno-geneticheskoi osnove [Evaluation of the gas-oil potential of autochthons and allochthons of the Cis-Ural marginal foredeep on an evolutionary-genetic basis]. Ukhta: Ukhinskii gosudarstvennyi tekhnicheskii universitet, 2008, 76 p.
2. Kuznetsova E.A. Vliianie skorosti osadkonakopleniia na neftegazonosnost' otlozhenii iugo-vostochnykh raionov Timano-Pechorskoi neftegazonosnoi provintsi [Influence of sedimentation rate on the oil and gas potential of sediments in the southeastern regions of the Timan-Pechora oil and gas province]. *Novye napravleniia neftegazovoi geologii i geokhimii. Razvitie geologorazvedochnykh rabot*, 2019, pp. 293-298.
3. Allen A.Ph., Allen J.R. Basin analysis: principles and application to petroleum play assessment. 3 ed. Wiley-Blackwell, 2013, 619 p.
4. 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. DOI: 10.1007/978-3-319-49347-3_11
5. 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
6. 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
7. 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
8. 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
9. 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
10. Magoon L.B., Dow W.G. The Petroleum system: from source to trap. Tulsa, Oklahoma: AAPG, 1994, 655 p. DOI: 10.1306/M60585
11. Nemcok M., Schamel S., Gayer R. Thrustbelts. Structural architecture. *Thermal Regimes and Petroleum Systems*, 2009, 527 p. DOI: 10.2113/gscanmin.44.6.1563
12. PetroMod petroleum system modeling. *Schlumberger Information Solutions*, 2011, no. 10, 256 p.
13. 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
14. Belokon' A.V. Modelirovanie tektonicheskoi i temperaturnoi istorii raiona bureniia Timano-Pechorskoi glubokoi opornoj skvazhiny [Modeling of the tectonic and temperature history of the drilling area of the Timano-Pechora deep reference well]. *Vestnik Permskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*, 2000, no. 3, pp. 71-76.
15. Galkin V.I., Kozlova I.A. Vliianie istoriko-geneticheskikh faktorov na neftegazonosnost' [Influence of historical and genetic factors on oil and gas potential]. *Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya*, 2000, iss. 4, pp. 8-18.
16. 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.
17. Pestereva S.A., Popov S.G., Belokon' A.V. Istoriko-geneticheskoe modelirovanie evoliutsii osadochnogo chekhla v raionakh razvitiia glubokopogruzhenykh otlozhenii Timano-Pechorskogo neftegazonosnogo basseina [Historical and genetic modeling of the evolution of the sedimentary cover in the areas of development of deep deposits of the Timan-Pechora oil and gas basin]. *Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya*, 2011, iss. 2, pp. 8-19.
18. 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.*, 1021, 012036. DOI: 10.1088/1755-1315/1021/1/012036
19. 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]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2015, no. 3, pp. 14-16.
20. 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
21. Amanat U. Chaudry. Oil well testing handbook. *Advanced TWPSON Petroleum Systems Inc.* Houston, 2004. – 525 p.

22. Friedman J. Regularized discriminant analysis. *Journal of the American Statistical Association*, 1989, vol. 84, P. 165-175. DOI: 10.2307/2289860
23. Ahlbrandt T.S., Charpentier R.R., Klett T.R., Schmoker J.W., Schenk C.J., Ulmishek G.F. Global resource estimates from total petroleum systems. *AAPG Memoir*, 2005, no. 86, pp. 1-334. DOI: 10.1306/M861061
24. Horne R.N. Modern well test analysis: A computer Aided Approach. 2nd ed. Palo Alto: PetrowayInc, 2006, 257 p.
25. Tan Pang-Ning, Steinbach Michael, Kumar Vipin. Introduction to data mining. – Boston: Pearson Addison Wesley, 2005, 769 p.
26. Johnson N.L., Leone F.C. Statistics and experimental design. New York - London - Sydney - Toronto, 1977, 606 p.
27. Koshkin K.A., Melkishev O.A. Use of derivatives to assess preservation of hydrocarbon deposits. *IOP Conf. Series: Journal of Physics: Conference Series*, 2018, vol. 1015, 032092 p. DOI: 10.1088/1742-6596/1015/3/032092
28. Montgomery D.C., Peck E.A., Introduction to liner regression analysis. New York: John Wiley & Sons, 1982, 504 p.
29. Bouchaala F., Ali M.Y., Matsushima J. et al. Scattering and intrinsic attenuation as a potential tool for studying of a fractured reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 174, pp. 533-543. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.11.058
30. Tiab D. Modern core analysis. Vol. 1. Theory, core laboratories. Houston, Texas, 1993, 200 p.
31. Watson G.S. Statistic on spheres. New York: John Wiley and Sons, Inc., 1983, 238 p.
32. Yarus J.M. Stochastic modeling and geostatistics. *AAPG*. Tulsa, Oklahoma, 1994, 231 p.
33. Vistelius A.V. Osnovy matematicheskoi geologii [Fundamentals of mathematical geology]. Leningrad: Nedra, 1980, 389 p.
34. Davydenko A.Iu. Veroiatnostno-statisticheskie metody v geologo-geofizicheskikh prilozheniakh [Probabilistic-statistical methods in geological and geophysical applications]. Irkutsk, 2007, 29 p.
35. Devis Dzh. Statistika i analiz geologicheskikh dannykh [Statistics and analysis of geological data]. Moscow: Mir, 1977, 353 p.
36. Devis Dzh.S. Statisticheskii analiz dannykh v geologii [Statistical data analysis in geology]. Moscow: Nedra, 1990, Book 1, 319 p.
37. Devis Dzh.S. Statisticheskii analiz dannykh v geologii [Statistical data analysis in geology]. Moscow: Nedra, 1990, Book 2, 426 p.
38. 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.
39. 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.
40. Dreiper N., Smit G. Prikladnoi regressiionnyi analiz [Applied Regression Analysis]. Moscow: Vil'iams, 2007.
41. Krivoshchekov S.N., Galkin V.I., Volkova A.S. Razrabotka veroiatnostno-statisticheskoi metodiki prognoza neftegazonosnosti struktur [Development of a probabilistic-statistical methodology for predicting the oil and gas potential of structures]. *Neftepromyslovoe delo*. Moscow: VNIIOENG, 2010, no. 7, pp. 28-31.
42. Mikhalevich I.M. Primenenie matematicheskikh metodov pri analize geologicheskoi informatsii (s ispol'zovaniem komp'iuternykh tekhnologii) [Application of mathematical methods in the analysis of geological information (using computer technology)]. Irkutsk, 2006, 115 p.
43. Mikhalevich I.M. Primenenie matematicheskikh metodov pri analize geologicheskoi informatsii (s ispol'zovaniem komp'iuternykh tekhnologii: Statistica) [Application of mathematical methods in the analysis of geological information (using computer technology: Statistica)]. Irkutsk: Irkutskii gosudarstvennyi universitet, 2006, 115 p.
44. Pomorskii Iu.L. Metody statisticheskogo analiza eksperimental'nykh dannykh [Methods of statistical analysis of experimental data]. Leningrad, 1960, 174 p.
45. Porotov G.S. Matematicheskie metody modelirovaniia v geologii [Mathematical modeling methods in geology]. Saint Petersburg: Sankt-Peterburgskii gosudarstvennyi gornyi institut (tekhnicheskii uniersitet), 2006, 223 p.
46. Putilov I.S. Razrabotka tekhnologii kompleksnogo izucheniia geologicheskogo stroeniia i razmeshcheniia mestorozhdenii nefiti i gaza [Development of technologies for a comprehensive study of the geological structure and location of oil and gas fields]. Perm: Permskii natsional'nyi issledovatel'skii politekhnicheskii universitet, 2014, 285 c.
47. Chini R.F. Statcheskie metody v geologii [Static methods in geology]. Moscow: Mir, 1986, 189 p.
48. 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.

Финансирование. Исследование не имело спонсорской поддержки.

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Вклад авторов равноценен.