

УДК 622 + 553.98

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2023

**Реконструкция палеогеохимических данных рифей-вендских отложений Вычегодского прогиба Волго-Уральской нефтегазоносной провинции****А.Н. Боталов<sup>1,2</sup>, С.Н. Кривошеков<sup>2</sup>**<sup>1</sup>Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (Россия, 614015, г. Пермь, ул. Пермская, 3а)<sup>2</sup>Пермский национальный исследовательский политехнический университет (Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29)**Reconstruction of Paleogeochemical Data from the Riphean-Vendian Sediments of the Vycheгда Depression of the Volga-Ural Oil and Gas Province****Andrey N. Botalov<sup>1,2</sup>, Sergey N. Krivoschekov<sup>2</sup>**<sup>1</sup>PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (3a Permskaya st., Perm, 614015, Russian Federation)<sup>2</sup>Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)

Получена / Received: 28.02.2023. Принята / Accepted: 28.08.2023. Опубликовано / Published: 25.03.2024

**Ключевые слова:**

Вычегодский прогиб, рифейские и вендские отложения, пиролитические данные, палеогеохимические данные, реконструкция, нефтематеринские породы, генерационный потенциал, органическое вещество.

Реконструкция палеогеохимических данных является одним из важных этапов при прогнозировании нефтегазоносности и моделировании осадочных бассейнов. Настоящая работа посвящена реконструкции палеогеохимических данных рифей-вендских нефтематеринских отложений Вычегодского прогиба, занимающего территорию севера Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. На исследуемой территории прослеживаются пять нефтепроизводящих свит: пезская свита RF<sub>2</sub>pz, сложенная аргиллитами, алевролитами и песчаниками, оменская RF<sub>3</sub>om и няфтинская RF<sub>1</sub>nf свиты, преимущественного карбонатного состава с прослоями терригенных отложений (аргиллитов, песчаников и алевролитов), а также усть-пинезская свита V<sub>2</sub>up и породы кудымкарской серии V<sub>2</sub>kd, состоящие из переслаивания аргиллитов, алевролитов и песчаников. На основании анализа результатов пиролитических исследований установлено, что органическое вещество нефтематеринских пород на современном этапе характеризуется преимущественно низкими значениями основных геохимических параметров и высокой катагенетической преобразованностью. Реконструкция палеогеохимических данных включала определение степени реализации нефтематеринскими породами исходного генерационного потенциала, восстановления палеозначений водородного индекса, общего органического углерода и генерационного потенциала. Согласно полученным результатам, рифей-вендские нефтематеринские породы Вычегодского прогиба обогащены сапропелевым (I/II) типом органического вещества. Пезская, оменская и няфтинская свиты рифея обладают преимущественно хорошим и очень хорошим исходным генерационным потенциалом, а начальный потенциал вендских образований: усть-пинезской свиты и кудымкарской серии оценивается от удовлетворительного до очень хорошего. Исходный потенциал рифейских пород реализован на 50-100 %, а вендских – до 60 %. Наибольшие перспективы нефтегазоносности связаны с вендскими отложениями. Рифейские нефтематеринские породы также обладают способностью генерировать углеводороды, но в небольших объемах.

**Keywords:**

Vycheгда Depression, Riphean and Vendian sediments, pyrolytic data, paleogeochemical data, reconstruction, source rocks, generation potential, organic matter.

Reconstruction of paleogeochemical data is one of the important stages in the projection of oil and gas content and modeling of sedimentary basins. The present research is devoted to reconstruction of paleogeochemical data of the Riphean-Vendian source rocks of the Vycheгда Depression, which occupies the territory of the northern Volga-Ural oil-and-gas province. Five oil-producing formations are traced in the studied area: Pez Formation RF<sub>2</sub>pz, composed of argillites, siltstones and sandstones, Omen RF<sub>3</sub>om and Nyafita RF<sub>1</sub>nf Formations, of predominantly carbonate composition with interlayers of terrigenous sediments (argillites, sandstones, and siltstones), as well as the Ust-Pinega Formation V<sub>2</sub>up and rocks of the Kudymkar Series V<sub>2</sub>kd consisting of interbedded argillites, siltstones, and sandstones. Based on the analysis of the results of pyrolytic studies, it was established that the organic matter of the source rocks at the present stage is characterized by predominantly low values of the main geochemical parameters and high catagenetic transformation. Reconstruction of the paleogeochemical data included determination of the degree of realization of the initial generative potential by the source rocks, reconstruction of the paleo values of the hydrogen index, total organic carbon and generative potential. According to the results obtained, the Riphean-Vendian source rocks of the Vycheгда Depression are enriched in the sapropelic (I/II) type of organic matter. The Pez, Omen and Nyafita formations of the Riphean have predominantly good and very good initial generative potential, while the initial potential of the Vendian sediments: Ust-Pinega Formation and Kudymkar Series is estimated as fair to very good. Initial generative potential of Riphean rocks is realized by 50-100 %, and Vendian – up to 60 %. The greatest perspectives of oil-and-gas content are connected with Vendian sediments. Riphean source rocks also have the ability to generate hydrocarbons, but in small volumes.

© Боталов Андрей Николаевич (ORCID: 0000-0003-4291-7362) – инженер (тел.: + 007 (950) 440 18 82, email: Andrey.Botalov@pnn.lukoil.com).

© Кривошеков Сергей Николаевич (ORCID: 0000-0002-9748-6291) – кандидат технических наук, доцент кафедры «Геология нефти и газа» (тел.: + 007 (342) 219 83 07, email: krivoschekov@gmail.com). Контактное лицо для переписки.

© Andrey N. Botalov (Author ID in Scopus: 58173917100, ORCID: 0000-0003-4291-7362) – Engineer (tel.: + 007 (950) 440 18 82, email: Andrey.Botalov@pnn.lukoil.com).

© Sergey N. Krivoschekov (Author ID in Scopus: 54410873700, ORCID: 0000-0002-9748-6291) – PhD in Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Geology (tel.: + 007 (342) 219 83 07, email: krivoschekov@gmail.com). The contact person for correspondence.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Боталов А.Н., Кривошеков С.Н. Реконструкция палеогеохимических данных рифей-вендских отложений Вычегодского прогиба Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Недропользование. – 2023. – Т.23, №3. – С.102-110. DOI: 10.15593/2712-8008/2023.3.1

Please cite this article in English as:

Botalov A.N., Krivoschekov S.N. Reconstruction of Paleogeochemical Data from the Riphean-Vendian Sediments of the Vycheгда Depression of the Volga-Ural Oil and Gas Province. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2023, vol.23, no.3, pp.102-110. DOI: 10.15593/2712-8008/2023.3.1

**Введение**

В тектоническом отношении Вычегодский прогиб представляет собой древний протерозойский грабен, входящий в состав Предтима́нского перикратонного прогиба [1, 2]. В административном положении простирается по территории севера Пермского края и юга Республики Коми от Полюдово-Колчимского поднятия на северо-запад на 400 км при ширине 50–120 км (рис. 1) [3, 4]. В строении принимают участие глубоко метаморфизованный и кристаллический архей-раннепротерозойский фундамент, а также осадочной чехол общей мощностью до 10 000–12 000 м [5], выполненный карбонатно-терригенными отложениями рифея RF, терригенными – венда V и терригенно-карбонатными – верхнего палеозоя PZ<sub>2</sub> [6, 7], перекрытые незначительной терригенной толщей мезозой-кайнозоя MZ-KZ.

Вычегодский прогиб является одним из наименее изученных территорий Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Поисково-разведочные работы, проводившиеся на территории исследования с 40-х гг. прошлого века [8], не позволили открыть промышленных залежей углеводородов (УВ). Однако многочисленным количеством скважин были выявлены различные по интенсивности битумо-, нефте- и газопроявления в верхнепротерозойском и верхнепалеозойском комплексах осадочного чехла [9–11].

Основным объектом, вызывающий интерес, является рифей-вендский комплекс, имеющий значительную мощность более 7000 м. Проблеме перспектив нефтегазоносности древних рифей-вендских отложений Вычегодского прогиба с геохимической точки зрения посвящены труды О.К. Баженовой [12–14], Т.К. Баженовой [15], В.Г. Гецена [16], В.А. Деева [17], Т.В. Карасевой [18], В.А. Конюховой [19], Д.А. Кузьмина [20]. В сумме их работы дают основание для прослеживания ряда нефтепроизводящих пачек рифейского и вендского возраста.

Одной из главных проблем при прогнозировании нефтегазоносности рифейских и вендских пород является их значительная катагенетическая преобразованность [21–27] и, как следствие, низкие значения основных геохимических параметров [28, 29] – содержания органического углерода (ТОС, %) и водородного индекса (НИ, мг УВ/г ТОС). Для решения данной проблемы применяется процедура восстановления палеозначений геохимических параметров нефтематеринских пород на начало генерации УВ. Восстановление палеовеличин ТОС и НИ позволяет оценить, каким начальным потенциалом обладали породы, определить генетический тип органического вещества (ОВ), продукты генерации и их объемы.

Реконструкция палеогеохимических данных является актуальной задачей при прогнозировании нефтегазоносности слабоизученных территорий современными технологиями (например, бассейновым моделированием).

Таким образом, объектом исследования в рамках данной работы являются палеогеохимические данные рифей-вендского комплекса Вычегодского прогиба.

Цель исследования – восстановить исходные значения основных геохимических параметров нефтематеринских пород.

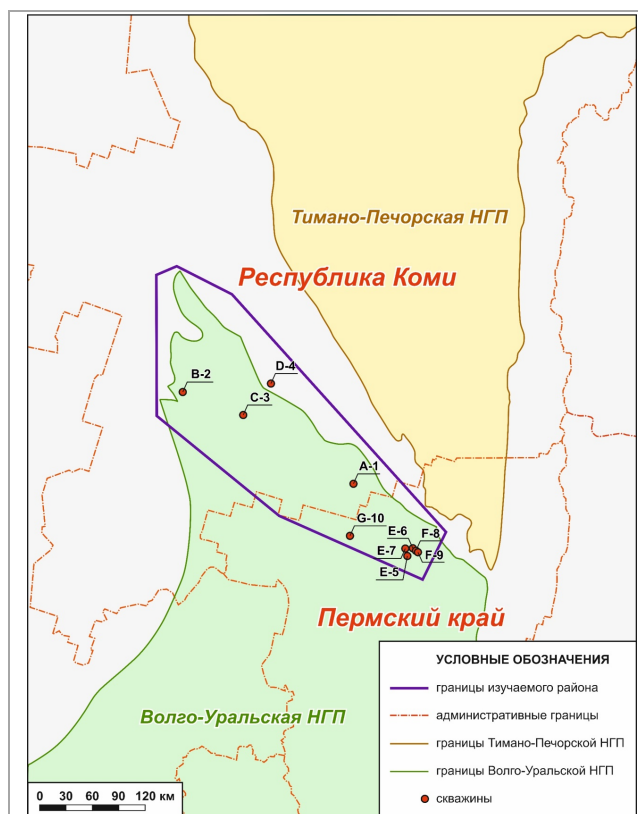


Рис. 1. Обзорная схема района исследований

Таблица 1

Объем фактического материала результатов пиролитических исследований

Скважина	Количество определений		
	ТОС, %	НИ, мг УВ/г ТОС	T <sub>max</sub> , °C
A-1	64	29	31
B-2	23	5	5
C-3	31	12	12
D-4	3	3	3
E-4	1	1	1
E-6	5	5	5
E-7	4	4	4
F-8	1	1	1
F-9	7	7	7
G-10	9	-	-
Итого	148	67	69

**Материалы и методика исследования**

Работа основана на анализе результатов пиролитических исследований рифейских и вендских отложений скважин Вычегодского прогиба. Суммарно из 10 скважин было проанализировано 189 определений ТОС, 67 – НИ, 69 – температуры максимального выхода УВ в процессе крекинга керогена (T<sub>max</sub>, °C). Общий объем фактического материала представлен в табл. 1.

Для определения остаточного генерационного потенциала (S<sub>1</sub> + S<sub>2</sub>, мг УВ/г породы) пород были проанализированы результаты их пиролитических исследований. В процессе анализа были применены методики McCarthy и др. [30] и Peters и др. [31, 32].

Исходные значения основных генерационных характеристик пород: исходные содержание органического углерода (ТОС<sup>0</sup>, %), значение водородного индекса (НИ<sup>0</sup>, мг УВ/ г ТОС) и

Значения коэффициентов пересчета остаточных ТОС<sup>x</sup> на исходные

Градация катагенеза	Методика			
	С.Г. Неручев (1998)		Т.К. Баженова и др. (1981)	
	Сапропелевое ОБ	Гумусовое ОБ	ТОС <sup>x</sup> > 0,50 %	ТОС <sup>x</sup> < 0,50 %
ПК <sub>3</sub>	1,03 · ТОС <sup>x</sup>	1,08 · ТОС <sup>x</sup>	1,02 · ТОС <sup>x</sup>	1,05 · ТОС <sup>x</sup>
МК <sub>1</sub>	1,14 · ТОС <sup>x</sup>	1,03 · ТОС <sup>x</sup>	1,10–1,30 · ТОС <sup>x</sup>	1,09–1,23 · ТОС <sup>x</sup>
МК <sub>2</sub>	1,43 · ТОС <sup>x</sup>	1,10 · ТОС <sup>x</sup>	1,53–1,94 · ТОС <sup>x</sup>	1,44–1,70 · ТОС <sup>x</sup>
МК <sub>3</sub>	2,32 · ТОС <sup>x</sup>	1,19 · ТОС <sup>x</sup>	2,35 · ТОС <sup>x</sup>	1,89 · ТОС <sup>x</sup>
МК <sub>4</sub>	2,66 · ТОС <sup>x</sup>	1,21 · ТОС <sup>x</sup>	2,43 · ТОС <sup>x</sup>	1,90 · ТОС <sup>x</sup>
МК <sub>5</sub>	–	1,22 · ТОС <sup>x</sup>	2,50 · ТОС <sup>x</sup>	1,98 · ТОС <sup>x</sup>
АК <sub>1</sub>	3,01 · ТОС <sup>x</sup>	1,23 · ТОС <sup>x</sup>	2,56–2,75 · ТОС <sup>x</sup>	2,00–2,08 · ТОС <sup>x</sup>
АК <sub>2</sub>	3,16 · ТОС <sup>x</sup>	1,26 · ТОС <sup>x</sup>	"_" · "_"	"_" · "_"
АК <sub>3</sub>	3,23 · ТОС <sup>x</sup>	1,31 · ТОС <sup>x</sup>	"_" · "_"	"_" · "_"
АК <sub>4</sub>	3,26 · ТОС <sup>x</sup>	1,33 · ТОС <sup>x</sup>	"_" · "_"	"_" · "_"
Графит	3,27 · ТОС <sup>x</sup>	1,43 · ТОС <sup>x</sup>	2,85 · ТОС <sup>x</sup>	2,20 · ТОС <sup>x</sup>

УВ потенциал (S<sub>2</sub><sup>0</sup>, мг УВ/г породы) могут быть рассчитаны различными способами.

Отечественными учеными: С.Г. Неручевым (1998) [33] и Т.К. Баженовой и др. (1981) [34] разработаны методики, согласно которым ТОС<sup>0</sup> рассчитывается, умножая аналитическое содержание ТОС<sup>x</sup> на коэффициент пересчета для данной стадии катагенеза (табл. 2). Для расчета требуется знать тип органического вещества (ОВ) и соблюдать условия ТОС<sup>x</sup> > или < 0,50 %.

НН<sup>0</sup> обычно восстанавливают, используя модифицированную диаграмму Ван-Кревелена (зависимость НН от T<sub>max</sub>) – по тренду в зависимости от типа ОБ [35]. Кроме этого, часто применяют эмпирическую формулу, представленную в работе В.Ю. Керимова и др. (2019) [36].

Из зарубежных способов оценки исходных значений генерационных параметров пород наиболее используемыми являются методики Peters и др. (1996, 2007) [37, 38], Jarvie и др. (2007, 2012) [39, 40], Chen и Jiang (2016) [41] и Pelet (1985) [42], Banerjee и др. (1998) [43]. В совокупности их методы включает расчет ТОС<sup>0</sup>, НН<sup>0</sup> и S<sub>2</sub><sup>0</sup>, а также коэффициент трансформации (TR, доли ед. или %), показывающий количество ОБ, уже преобразованного в УВ.

В данной работе НН<sup>0</sup> реконструировалось по эмпирической формуле, предложенной в работе Керимова и др. Для расчета исходной величины используются пиролитические данные – аналитическое значение водородного индекса (НН<sup>x</sup>) и T<sub>max</sub>. Формула для расчета НН<sup>0</sup> (1):

$$НН^0 = НН^x + \frac{НН^x \cdot (T_{max} - 430)}{30}, \quad (1)$$

где НН<sup>0</sup> – исходный водородный индекс (до начала процесса генерации УВ), мг УВ/г ТОС; НН<sup>x</sup> – аналитическое значение водородного индекса, мг УВ/г ТОС; T<sub>max</sub> – температура максимального выхода УВ при крекинге керогена, °С; 430 – температура на начало генерации УВ, °С.

Для восстановления ТОС<sup>0</sup> применялись несколько методик из перечисленных ранее:

1. Восстановление ТОС<sup>0</sup> образцов, для которых по результатам геохимических исследований известны только аналитические значения общего органического углерода (ТОС<sup>x</sup>), проводилось с применением методики, разработанной С.Г. Неручевым.

2. Восстановление ТОС<sup>0</sup> образцов, для которых по результатам геохимических исследований известен весь комплекс аналитических данных, полученных методом пиролиза Rock-Eval, проводилось в два этапа:

а) на первом этапе, зная НН<sup>x</sup> и НН<sup>0</sup>, по формуле Pelet (2) вычислялась TR:

$$TR = \frac{(НН^0 - НН^x)}{НН^0} \cdot \frac{1200}{(1200 - НН^x)}, \quad (2)$$

где TR (transformation ratio) – степень реализации нефтегазоматеринской породой своего исходного генерационного потенциала, доли ед.; НН<sup>0</sup> – исходный водородный индекс (до начала генерации УВ), мг УВ/г ТОС; НН<sup>x</sup> – аналитическое значение водородного индекса, мг УВ/г ТОС; 1200 – коэффициент, учитывающий количество УВ, образующихся на единицу массы органического углерода, мг УВ/г ТОС;

б) на втором этапе, с учетом полученного значения TR, по формуле (3), разработанной С. Peters et al., определялось ТОС<sup>0</sup>:

$$ТОС^0 = \frac{83,33 \cdot НН^0 \cdot ТОС^x}{НН^0 \cdot (1 - TR) \cdot (83,33 - ТОС^x) + (НН^x \cdot ТОС^x)}, \quad (3)$$

где ТОС<sup>0</sup> – исходное содержание ТОС (до начала генерации УВ), %; ТОС<sup>x</sup> – аналитическое содержание органического углерода, %; НН<sup>0</sup> – исходный водородный индекс, мг УВ/г ТОС; НН<sup>x</sup> – аналитическое значение водородного индекса, мг УВ/г ТОС; TR (transformation ratio) – степень реализации нефтегазоматеринской породой своего исходного генерационного потенциала, доли ед.; 83,33 – среднее процентное содержание углерода в сгенерированных УВ.

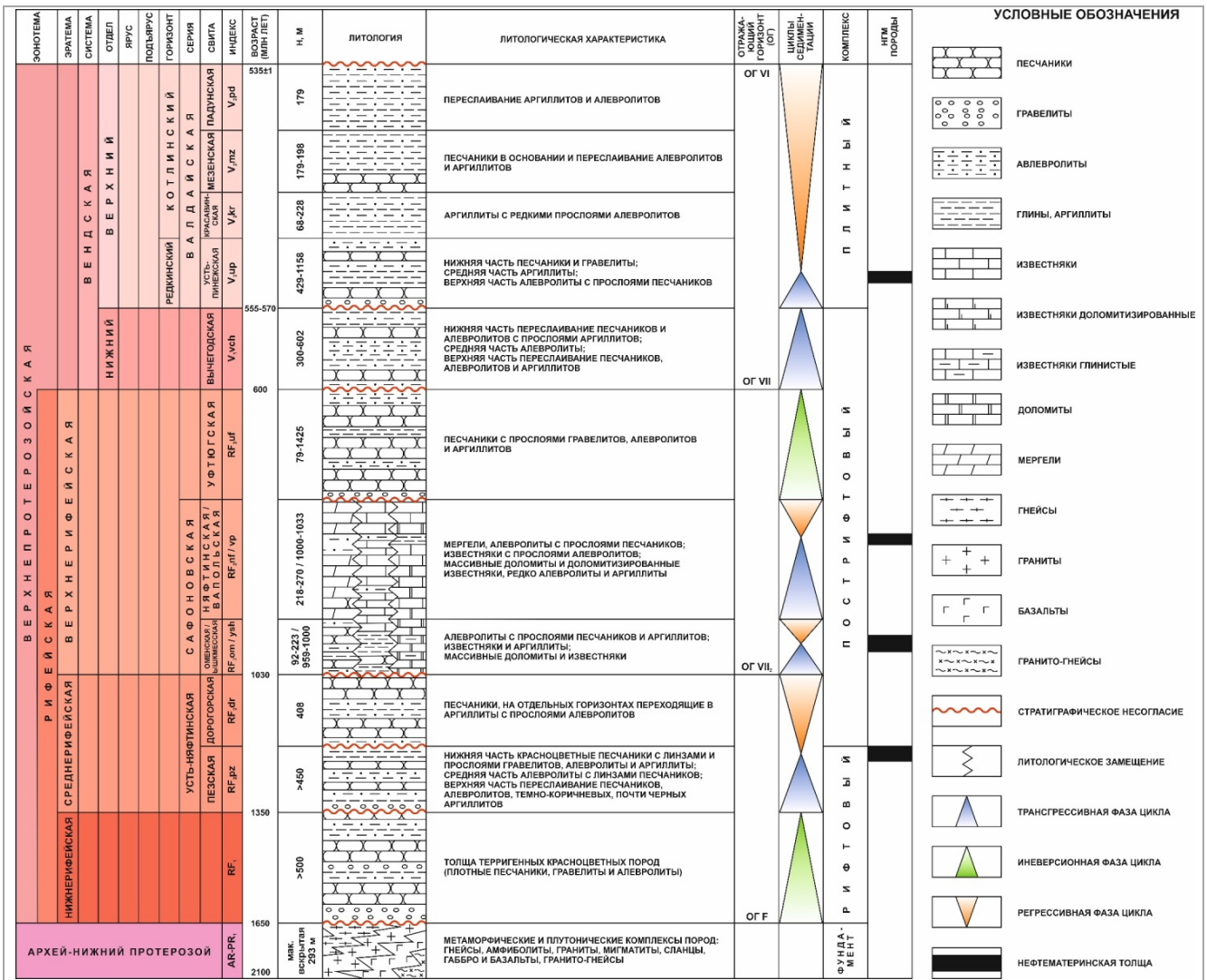


Рис. 2. Сводный литолого-стратиграфический разрез рифей-вендских отложений Вычегодского прогиба

$S_2^0$  рассчитан по формуле (4) [44, 45]:

$$S_2^0 = \frac{ТОС^0 \cdot НI^0}{100}, \quad (4)$$

где  $S_2^0$  – исходный потенциал, мг УВ/г породы;  $ТОС^0$  – исходное содержание органического углерода, %;  $НI^0$  – исходный водородный индекс, мг УВ/г  $ТОС^0$ .

### Нефтематеринские свиты и их геолого-геохимическая характеристика

В рифей-вендском комплексе на территории Вычегодского прогиба, по имеющимся геолого-геохимическим данным, прослеживается ряд нефтепроизводящих толщ: пезская свита  $RF_2pz$ , оменская свита  $RF_3om$ , нефтинская свита  $RF_3nf$ , усть-пинежская свита  $V_2up$  (рис. 2) и породы кудымкарской серии  $V_2kd$ .

Пезская свита  $RF_2pz$  среднего рифея сложена красно-сероцветной толщей переслаивания аргиллитов, алевролитов и песчаников (нерастворимый остаток (НО) – 85,42–95,00 %) общей мощностью 447 м (скв. С-3). Нижняя часть разреза представлена красноцветными олигомиктовыми разнозернистыми песчаниками с линзами и прослоями угловатых, окатанных гравелистов, сменяющиеся вверх

алевролитами и аргиллитами. Цемент преимущественно глинистый, либо хлорит-гидрослюдистый. Средняя часть свиты сложена алевролитами с линзами песчаников. Верхняя часть представлена переслаивающимися песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Песчаники и алевролиты олигомиктовыми разнозернистыми темно- и светло-серые горизонтально-, косо- и линзовиднослоистые. Аргиллиты темно-серые, коричневые и черные горизонтально-, волнисто-слоистые. Цемент глинистый.

Согласно результатам пиролитических исследований темноцветных аргиллитов верхней части разреза пезской свиты  $ТОС$  составляет 0,14–0,93 % (в среднем 0,29 %), при этом  $ОВ$  пород «зрелое» и «перезрелое» ( $T_{max} - 449-535 \text{ } ^\circ\text{C}$ ). Свойственны низкие показатели  $S_1$  (0,02–0,18 мг УВ/г породы) и  $S_2$  (0,06–0,50 мг УВ/г породы), но в целом породы обладают удовлетворительным генерационным потенциалом  $S_1 + S_2$  (0,20–0,54 мг УВ/г породы) (рис. 3, а).  $НI - 35-208$  мг УВ/г  $ТОС$  и индекс продуктивности ( $PI - 0,09-0,43$  в совокупности указывают на полную и/или частичную реализованность потенциала.

Оменская (ышкмская) свита  $RF_3om$  (ysh) верхнего рифея мощностью от 92-223 (скв. В-2 и С-3) до 960 м (скв. А-1) состоит из терригенно-карбонатной толщи (НО – 16,00–94,30 %), представленная светло-серыми,

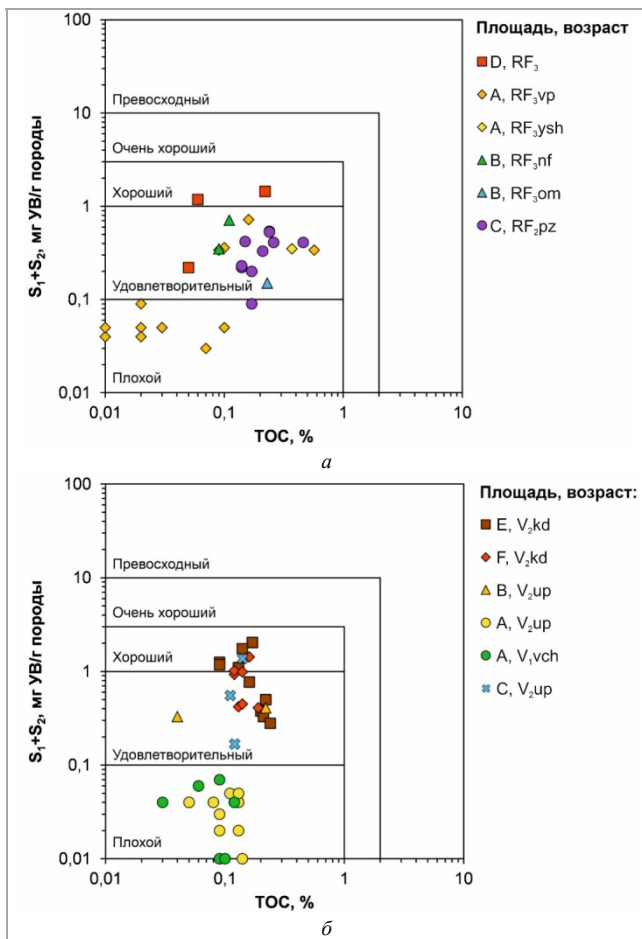


Рис. 3. Остаточный генерационный потенциал пород: а – рифея (свита: RF<sub>3</sub>pz – пезская, RF<sub>3</sub>om – оменская, RF<sub>3</sub>nf – няфтинская, RF<sub>3</sub>yush – ышкмесская, RF<sub>3</sub>vp – вапольская); б – венда (свита: V<sub>1</sub>vch – вычегодская, V<sub>2</sub>up – усть-пинежская; серия: V<sub>2</sub>kd – кудымкарская)

темно-серыми и буроватыми, тонкокристаллическими или пелитоморфными слоистыми и микроритмично-слоистыми, средне-крупнозернистыми доломитами и известняками, иногда глинистыми, с маломощными прослоями красно-темноцветных алевролитов, аргиллитов и песчаников, с включениями ангидрита. Песчаники и алевролиты олигомиктовые мелкозернистые, несортированные, аргиллиты известковистые темно-серые, почти черные. Цемент глинистый или карбонатный. Текстуры пород волнисто- и линзовидно-слоистые.

Анализ результатов пиролитических исследований аргиллитов и глинистых известняков показал, что оменской свите соответствуют содержания ТОС – 0,02–1,50 % (среднее 0,28 %) и высокая преобразованность ОВ пород ( $T_{max}$  до 486 °С). Показатели  $S_1$  и  $S_2$  низкие (0,01–0,09 и 0,3–0,34 мг УВ/г породы) и в сумме говорят о значительной истощенности потенциала пород  $S_1 + S_2$  – 0,07–0,35 мг УВ/г породы (см. рис. 3, а), что также подтверждается крайне низкими значениями НІ (до 92 мг УВ/г ТОС) и высоким РІ (в среднем 0,56).

Няфтинская (вапольская) свита RF<sub>3</sub>nf (vp) верхнего рифея мощностью от 218–270 (скв. В-2 и С-3) до 1033 м (скв. А-1) сложена терригенно-карбонатной толщей (НО – 4,66–63,00 %). Известняки и доломиты массивные строматолитовые кристаллические или пелитоморфные от красноцветных, светло-серых до темно-серых,

темно-коричневых горизонтально-, волнисто-слоистые, слабоглинистые, пиритизированные, с прослоями сланцеватых мергелей. Алевролиты темно-коричневые слюдистые глауконитсодержащие и аргиллиты темноцветные известковистые. Песчаники мономиктовые средне- и грубозернистые серые или светло-серые с сульфатным и карбонатным цементом.

По результатам пироллиза аргиллитов и глинистых известняков содержание ТОС в няфтинской свите варьируется от 0,01 до 1,50 (среднее 0,20 %). ОВ пород катагенетически «зрелое» и «перезрелое» ( $T_{max}$  до 495 °С).

Параметры  $S_1$  и  $S_2$  низкие (0,01–0,22 и 0,02–0,62 мг УВ/г породы), но при этом в отдельных пачках с повышенными концентрациями ТОС, генерационный потенциал  $S_1 + S_2$  удовлетворительный (до 0,72 мг УВ/г породы) (см. рис. 3, а). НІ – 29–564 мг УВ/г ТОС и РІ – 0,13–0,56 указывают на то, что часть пород истратила свой потенциал, а другая часть, с повышенными  $S_1 + S_2$  и ТОС, способны в небольших количествах генерировать УВ.

Усть-пинежская свита V<sub>2</sub>up редкинского горизонта верхнего венда сложена переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников (НО – 80,00–95,00 %) общей мощностью от 429–482 (скв. А-1, В-2) до 1158 м (скв. С-3). Аргиллиты зеленовато-серые, темно-серые, реже темно-коричневые, горизонтально-слоистые, тонкоплитчатые, известковистые. Алевролиты зеленовато-серые или коричневатые, иногда сильно известковистые. Песчаники от мелко- до грубозернистых, зеленовато-серые или коричневатосерые, горизонтально-слоистые, олигомиктовые или полимиктовые, с линзовидными прослоями гравелитов. Встречаются прослои туффов базальтового состава зеленовато-серого цвета. Цемент карбонатный или глинистый. Иногда породы содержат небольшое количество аутигенного глауконита.

Результаты пиролитических исследований аргиллитов усть-пинежской свиты показали, что породы имеют содержания ТОС – 0,02–0,82 % (среднее 0,14 %) и расположены преимущественно в «нефтяном окне» ( $T_{max}$  – 432–466 °С). Показатели  $S_1$  (0,01–0,71 мг УВ/г породы) и  $S_2$  (0,01–0,68 мг УВ/г породы) низкие, тем не менее породы в скв. С-3 и В-2 обладают удовлетворительным и хорошим потенциалом  $S_1 + S_2$  – 0,33–1,39 мг УВ/г породы (см. рис. 3, б). Значения НІ – 100–725 мг УВ/г ТОС (в среднем 365 мг УВ/г ТОС) и РІ – 0,12–0,51 (в среднем 0,27) говорят о незначительной истощенности потенциала и способности пород генерировать УВ.

В юго-восточной части Вычегодского прогиба по результатам литолого-петрографических исследований пород из скважин Е-4, Е-6, Е-7, F-8, F-9 и G-10 верхневендские образования подразделяются на бородулинскую V<sub>2</sub>br и кудымкарскую V<sub>2</sub>kd серии. Бородулинская серия соответствует редкинскому биостратиграфическому горизонту, кудымкарская – котлинскому. Породы представлены переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников (НО – 84,44–95,60 %) общей мощностью до 1500 м. Бородулинская серия сложена аргиллитами темно-серыми, зеленовато-серыми, шоколадно-коричневыми, слюдистыми, тонкслоистыми, с многочисленными прослоями серых мелкозернистых известковистых песчаников и алевролитов. Кудымкарская серия

выполнена коричневатозелеными и коричневатосерыми алевритами и мелкозернистыми песчаниками, с прослоями и редкими пластами шоколадно-коричневых аргиллитов.

Анализ результатов пироллиза верхневендских аргиллитов юго-востока Вычегодского прогиба показал, что содержание ТОС изменяется в диапазоне 0,09–0,59 % (в среднем 0,18 %). Породы залегают в главной зоне нефтеобразования (ГЗН), что подтверждает показатель  $T_{\max}$  – 433–454 °С. Аргиллиты данной серии относительно усть-пинезской свиты имеют повышенные показатели  $S_1$  (0,03–0,99 мг УВ/г породы) и  $S_2$  (0,13–1,51 мг УВ/г породы), что позволяет их отнести к породам с удовлетворительным и хорошим потенциалом ( $S_1 + S_2$  – 0,28–2,04 мг УВ/г породы) (см. рис. 3, *б*).  $HI$  колеблется в интервале 58–1080 мг УВ/г ТОС (в среднем 366 мг УВ/г ТОС),  $PI$  – 0,07–0,86 (в среднем 0,35), что свойственно преимущественно неполной реализации потенциала. Породы обладают генерирующими свойствами.

Таким образом, всего на территории Вычегодского прогиба в рифей-вендском комплексе прослеживаются 5 нефтепроизводящих уровней, из которых 3 – в рифее и 2 – в венде. В целом породы имеют удовлетворительный и зачастую хороший остаточный нефтематеринский потенциал. Восстановление палеогеохимических данных позволит определить начальный генерационный потенциал пород, что более достоверно при прогнозировании нефтегазоносности.

### Результаты реконструкции палеогеохимических данных

На основании приведенных выше методик были получены результаты восстановления исходных значений ТОС и  $HI$  протерозойских нефтепроизводящих толщ Вычегодского прогиба.

На данный момент степень реализации пезской свитой исходного генерационного потенциала составляет  $TR$  – 59–89 %. Породы на начало вступления в ГЗН имели содержания ТОС<sup>0</sup> – 0,32–2,56 %. Значения  $HI^0$  – 209–675 мг УВ/г ТОС (среднее 440 мг УВ/г ТОС) свойственны сапропелевому (II) типу ОВ – источнику генерации жидких УВ. Исходный  $S_2^0$  составил 0,21–8,49 мг УВ/г породы, что соответствует преимущественно породам с хорошим и очень хорошим потенциалом (рис. 4, *а*).

Степень преобразованности ОВ оменской свиты равна  $TR$  – 59–71 %. Удалось установить, что породы до начала генерации УВ обладали исходными ТОС<sup>0</sup> – 0,13–3,99 % и  $HI^0$  ~ 300 мг УВ/г ТОС. Отложения обогащены сапропелевым (II) типом ОВ и в целом имеют хороший исходный генерационный потенциал  $S_2^0$  – 0,39–3,44 (в среднем 1,92) мг УВ/г породы (рис. 4, *а*).

Степень выработанности потенциала  $TR$  няфтинской свиты изменяется от 50 до 100 % (в среднем 70 %). На основании полученных данных, породы при вхождении в ГЗН имели исходные значения ТОС<sup>0</sup> – 0,14–3,99 % и  $HI^0$  – 340–730 мг УВ/г ТОС, что указывает на сапропелевый (I/II) тип ОВ и способность отложений генерировать жидкие УВ.  $S_2^0$  равен 0,29–5,12 мг УВ/г породы, т.е. породы имели удовлетворительный, хороший и очень хороший начальный потенциал (см. рис. 4, *а*).

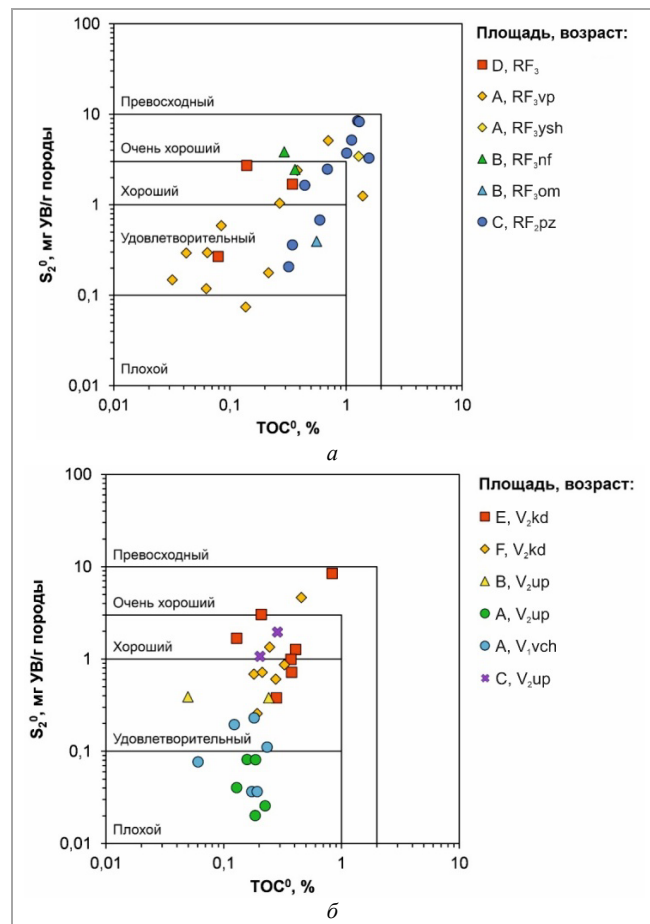


Рис. 4. Исходный генерационный потенциал пород: *а* – рифей; *б* – венда (названия свит см. на рис. 3)

Реализованность исходного нефтематеринского потенциала усть-пинезской свиты в настоящий момент –  $TR$  = 9–51 %. Палеозначения на начало генерации УВ составляли ТОС<sup>0</sup> – 0,11–0,93 % и  $HI^0$  – 533–785 мг УВ/г ТОС. ОВ пород представлено сапропелевым (I/II) типом. Исходный потенциал относительно других свит невелик  $S_2^0$  – 0,38–1,98 мг УВ/г породы и в целом удовлетворительный и хороший (рис. 4, *б*).

Что касается верхневендских образований юго-восточной части Вычегодского прогиба, то степень выработанности их генерационного потенциала  $TR$  – 10–59 %, исходное содержание ТОС<sup>0</sup> – 0,13–0,83 % и исходная величина водородного индекса  $HI^0$  ~ 574 мг УВ/г ТОС идентичны усть-пинезской свите. Однако большинство значений  $HI^0$  > 600 мг УВ/г ТОС, что свойственно I типу ОВ. Отложения по сравнению с усть-пинезской свитой обладают более высоким исходным нефтематеринским потенциалом. Показатель  $S_2^0$  составляет 0,26–8,47 мг УВ/г породы, что соответствует преимущественно породам с хорошим и очень хорошим потенциалом (см. рис. 4, *б*).

На рис. 5–6 приведены зависимости всей совокупности рассчитанных палеогеохимических данных ТОС<sup>0</sup> и  $HI^0$  от их аналитических значений отдельно для рифейских и вендских отложений.

Связь между ТОС<sup>x</sup> и ТОС<sup>0</sup> как для рифейских, так и для вендских пород достоверная, что подтверждают коэффициенты корреляции равные  $R = 0,9762$  и  $R = 0,8422$  соответственно. Связь между  $HI^x$  и  $HI^0$  для отложений рифей и венда также

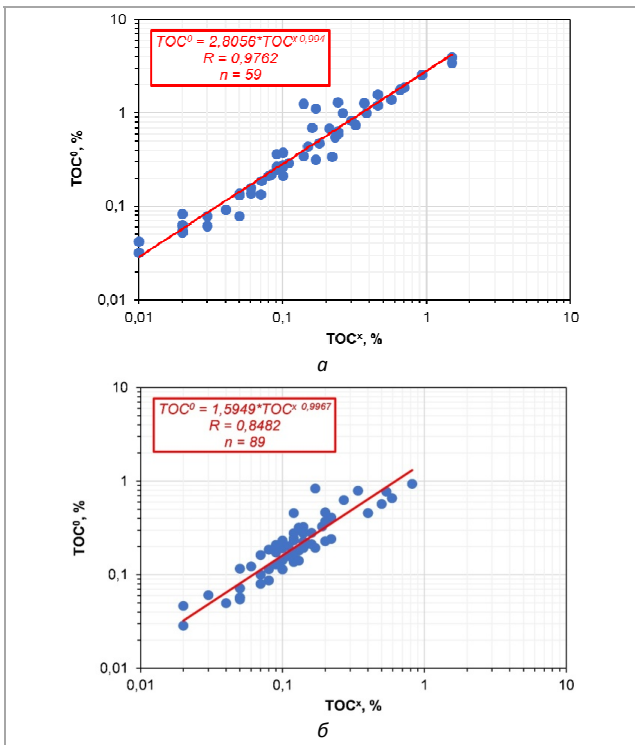


Рис. 5. Зависимость между  $TOC^x$  и  $TOC^0$  пород:  
а – рифея; б – венда

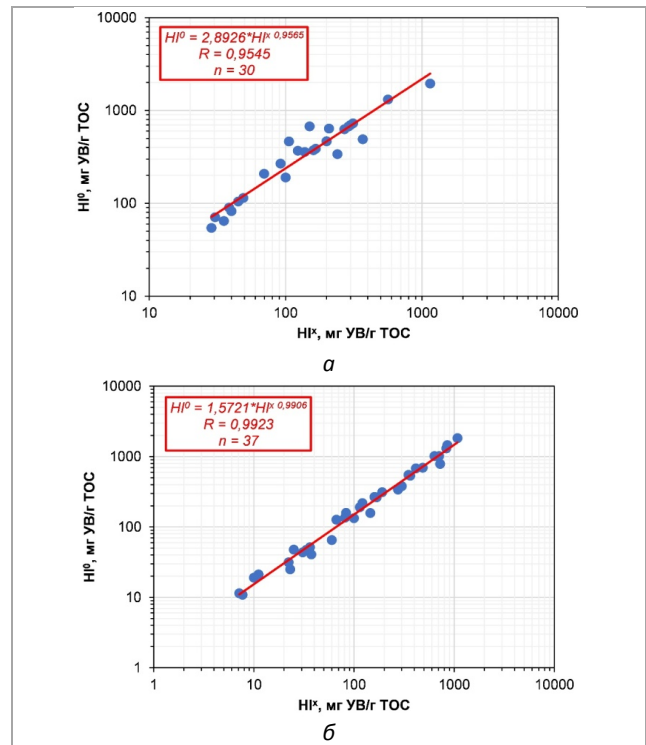


Рис. 6. Зависимость между  $HI^x$  и  $HI^0$  пород:  
а – рифея; б – венда

сильная, на что указывают высокие коэффициенты корреляции ( $R = 0,9545$  и  $R = 0,9923$ ).

Итак, зная аналитические значения  $TOC^x$  и  $HI^x$ , можно с уверенностью воспользоваться полученными уравнения для расчета  $TOC^0$  и  $HI^0$  пород протерозоя Вычегодского прогиба.

### Заключение

Таким образом, из анализа фактического материала и результатов реконструкции палеогеохимических данных рифей-вендских отложений Вычегодского прогиба следуют следующие выводы.

На исследуемой территории в рифей-вендском комплексе прослеживаются пять нефтепроизводящих уровней: темноцветные аргиллиты перзской свиты среднего рифея, темноцветные аргиллиты и глинистые известняки оменской и няфтинской свит верхнего рифея, а также темно-окрашенные аргиллиты усть-пинежской свиты и кудымкарской серии верхнего венда. ОВ нефтематеринских свит оценивается как «зрелое» и «перезрелое», а остаточный потенциал пород – как преимущественно

удовлетворительный. Нефтематеринский потенциал рифейских пород реализован на 50–100 %, а вендских – на 9–59 %. Восстановленные значения водородного индекса позволили определить генетический тип исходного ОВ пород – как сапропелевый (I/II). Исходный генерационный потенциал рифейских пород преимущественно хороший и очень хороший, а вендских – варьируется от удовлетворительного до очень хорошего.

Построены зависимости восстановленных значений  $TOC^0$  и  $HI^0$  от их аналитических  $TOC^x$  и  $HI^x$  и выведены уравнения для расчета  $TOC^0$  и  $HI^0$  отдельно для рифейских и вендских нефтематеринских пород.

В совокупности достаточно большие мощности рифей-вендских отложений, высокие исходные концентрации органического углерода и значения водородного индекса позволяют предполагать значительные масштабы генерации УВ.

Достигнутые результаты исследования имеют ключевое значение при прогнозировании нефтегазоносности изучаемого района современным методом – бассейновым моделированием.

### Библиографический список

1. Оловянишников В.Г. Верхний докембрий Тимана и полуострова Канин. – Екатеринбург: УрО РАН, 1998. – 194 с.
2. Late Precambrian to Triassic history of the East European Craton: dynamics of sedimentary basin evolution / A. Nikishin, P.A. Ziegler, R. Stephenson, S. Cloetingh, A. Furne, P.A. Fokin, A. Ershov, S. Bolotov, M. Korotaev, A. Alekseev, V. Gorbachev, E. Shipilov, A. Lankreijer, E.Yu. Bembina, I. Shalimov // Tectonophysics. – 1996. – Vol. 268. – P. 23–63. DOI:10.1016/S0040-1951(96)00228-4
3. Дедеев В.А., Гецен В.Г. Структура платформенного чехла Европейского Севера СССР. – Ленинград: Наука, 1982. – 200 с.
4. Удоратин В.В., Магомедова А. Ш., Езимова Ю. Е. Комплексные геофизические исследования разломных зон Вычегодского прогиба // Вестник Института геологии Коми научного центра Уральского отделения РАН. – 2018. – № 12. – С. 3–11. DOI: 10.19110/2221-1381-2018-12-3-11
5. Боталов А.Н., Алексеева О.Л. Моделирование процессов формирования нефтегазоносности Вычегодского прогиба // Вестник Пермского университета. Геология. – 2021. – Т. 20, № 4. – С. 379–395. DOI: 10.17072/psu.geol.20.4.379
6. Бабушкин Т.А. Верхний докембрий Вычегодского прогиба // Вестник Института геологии Коми научного центра Уральского отделения РАН. – 2001. – № 6. – С. 16–17.
7. Маслов А.В., Оловянишников В.Г., Ишерская М.В. Рифей восточной, северо-восточной и северной периферии Русской платформы и западной мегазоны Урала: литостратиграфия, условия формирования и типы осадочных последовательностей // Литосфера. – 2002. – № 2. – С. 54–95.
8. Голеньсин М.Ю. Перспективы нефтегазоносности и прогнозирование нефтегазопониженных объектов в осадочном комплексе Кольско-Канинской моноклинали и Западного Притиманья: дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – М., 2000. – 146 с.
9. Богданов Б.П., Заборовская В.В., Громыко А.В. Кельтменский вал юга Республики Коми: в нескольких шагах от открытия крупного месторождения высоковязких нефтей / Уральский геологический журнал. – 2021. – № 2. – С. 3–29.

10. Ваханин М.Г. Состояние изученности и перспективы нефтегазоносности Мезенской синеклизы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 2. – 8–13.
11. Кузьмин Д.А. Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности верхнепротерозойских отложений Мезенского бассейна: автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – М., 2006. – 25 с.
12. Баженова О.К., Арефьев О.А., Соколов Б.А. Генетические особенности нефтей верхнего протерозоя // Доклады Академии наук. – 1994. – Т. 337, № 3. – С. 371–375.
13. Баженова О.К., Арефьев О.А. Особенности состава биомаркеров докембрийского органического вещества Восточно-Европейской платформы // Геохимия. – 1998. – № 3. – С. 286–294.
14. Buzhenova O.K., Arefiev O.A. Geochemical peculiarities of Pre-Cambrian source rocks in the East European platform // Organic Geochemistry. – 1996. – № 25. – С. 341–351. DOI: 10.1016/S0146-6380(96)00138-6
15. Органическая геохимия осадочного выполнения Вычегодского прогиба (Русская плита) и его геотермическая история / Т.К. Баженова, С.А. Богословский, А.И. Шапиро, В.Ф. Васильева, Н.А. Рогозина // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т. 8, № 3. – С. 1–31.
16. Гецен В.Г. Рифейский комплекс Тимано-Печорской провинции – возможная нефтепроизводящая толща // Труды Института геологии Коми филиала Академии наук СССР. – 1981. – № 85. – С. 27–38.
17. Дедеев В.А., Пименов В.А. Прогноз нефтегазоносности Мезенского седиментационного бассейна. – Сыктывкар: ИГ КНЦ УрО РАН, 1984. – 60 с.
18. Новые данные о перспективах нефтегазоносности Вычегодского прогиба / Т.В. Карасева, Ю.А. Яковлев, Г.Л. Беляева, С.Е. Башкова // Георесурсы. – 2020. – Т. 22, № 1. – С. 32–38. DOI: 10.18599/grs.2020.1.32-38
19. Конохова В.А. Геолого-геохимическая оценка перспектив нефтегазоносности рифейских отложений северо-запада Мезенской синеклизы // Вестник МГУ. Серия 4: Геология. – 1998. – № 2. – С. 37–41.
20. Кузьмин Д.А. Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности верхнепротерозойских отложений Мезенского бассейна: дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – М., 2006. – 186 с.
21. Баженова Т.К. Проблемы нефтегазоносности базальных горизонтов бассейнов древних платформ в аспекте их катагенетической эволюции // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – Т. 3, № 3. – С. 1–21.
22. Башкова С.Е., Карасева Т.В., Горбачев В.И. Основные проблемы прогноза нефтегазоносности рифей-вендских отложений Восточно-Европейской части России // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 7. – С. 8–13.
23. Комплексная оценка условий формирования нефтегазоматеринского потенциала отложений неопротерозоя / К.А. Ситар, Б.В. Георгиевский, М.А. Большакова, Р.С. Сауткин // Георесурсы. – 2022. – Т. 24, № 2. – С. 47–59. DOI: 10.18599/grs.2022.2.8
24. Geology and hydrocarbon potential of Neoproterozoic-Cambrian Basins in Asia: an introduction / G.M. Bhat, J. Craig, M. Hafiz, N. Hakho, J.W. Thuro, V. Thusu, A. Cozzi // Geological Society Special Publication. – 2012. – Vol. 366. – P. 1–17. DOI: 10.1144/SP366.15
25. Liu XP., Jin ZJ., Bai GP. Formation and distribution characteristics of Proterozoic-Lower Paleozoic marine giant oil and gas fields worldwide // Petroleum Science. – 2017. – Vol. 14. – P. 237–260. DOI: 10.1007/s12182-017-0154-5
26. Meso-Neoproterozoic strata and target source rocks in the North China Craton: A review / X. Liu, S. Li, L. Zhang, X. Li, S. Zhao, L. Dai, G. Wang // Precambrian Research. – 2019. – Vol. 334. – P. 1–22. DOI: 10.1016/j.precamres.2019.105458
27. Petroleum geological conditions and exploration importance of Proterozoic to Cambrian in China / W. Zhao, S. Hu, Z. Wang, S. Zhang, T. Wang // Petroleum exploration and development. – 2018. – Vol. 45. – P. 1–14. DOI: 10.1016/S1876-3804(18)30001-6
28. Геолого-геохимические условия формирования нефтегазоносности рифей-вендских отложений северной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна / Д.Д. Кожанов, М.А. Большакова, И.С. Хопта, А.В. Мордасова, А.В. Ступакова, Я.А. Заглядин, М.С. Борисова, А.П. Завьялова, В.В. Чупахина, Т.Р. Сахабов // Георесурсы. – 2021. – Т. 23, № 2. – С. 73–86. DOI: 10.18599/grs.2021.2.7
29. Сергеева Н.Д., Пучков В.Н., Карасева Т.В. Верхний протерозой (рифей и венд) Волго-Уральской области в параметрических и глубоких скважинах. – Уфа: Книга-Принт, 2021. – 196 с.
30. Basic petroleum geochemistry for source rock evaluation / K. McCarthy, K. Rojas, M. Niemann, D. Palmowski, K. Peters, A. Stankiewicz // Oilfield Review. – 2011. – Vol. 23, № 2. – P. 32–43.
31. Peters K.E. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis // AAPG Bulletin. – 1986. – Vol. 70, № 3. – P. 318–329. DOI: 10.1306/94885688-1704-11D7-8645000102C1865D
32. Peters K.E., Cassa M.R. Applied source rock geochemistry // AAPG Memoir. – 1994. – Vol. 60. – P. 93–117. DOI: 10.1306/M60585C5
33. Неручев С.Г. Справочник по геохимии нефти и газа. – СПб.: Недра, 1998. – 576 с.
34. Макарова К.К., Баженовой Т.К. Органическая геохимия палеозоя и допалеозоя Сибирской платформы и прогноз нефтегазоносности. – Ленинград: Недра, 1981. – 211 с.
35. Hart B.S., Steen A.S. Programmed pyrolysis (Rock-Eval) data and shale paleoenvironmental analyses: A review // Interpretation. – 2015. – Vol. 3, № 1. – P. 41–58. DOI: 10.1190/INT-2014-0168.1
36. Formation conditions of organic porosity in low-permeability shale strata / V.Yu. Kerimov, V.A. Kosyanov, R.N. Mustae, D.D. Ismailov // Eurasian mining. – 2019. – № 2. – P. 13–18. DOI: 10.17580/em.2019.02.03
37. Petroleum systems in the Jiangling-Dangyang area, Jiangnan Basin, China / K.E. Peters, A.E. Cunningham, C.C. Walters, J. Jigang, F. Zhaoan // Organic Geochemistry. – 1996. – Vol. 24, № 10/11. – P. 1035–1060. DOI: 10.1016/S0146-6380(96)00080-0
38. Peters K.E., Walters C.C., Moldovan J. M. The Biomarker Guide. Volume 1: Biomarkers and Isotopes in the Environment and Human History: 2nd Edition. – UK: Cambridge University, 2007. – 492 p.
39. Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment / D.M. Jarvie, R.J. Hill, T.E. Ruble, R.M. Pollastro // AAPG Bulletin. – 2007. – Vol. 91, № 4. – P. 475–499. DOI: 10.1306/12190606068
40. Jarvie D.M. Shale resource systems for oil and gas: Part 1 – Shale-gas resource systems // AAPG Memoir. – 2012. – Vol. 97. – P. 69–87. DOI: 10.1306/13321446M973489
41. Zhuoheng C., Chunqing J. A revised method for organic porosity estimation in shale reservoirs using Rock-Eval data: Example from Duvernay Formation in the Western Canada Sedimentary Basin // AAPG Bulletin. – 2016. – Vol. 100, № 3. – P. 405–422. DOI: 10.1306/08261514173
42. Pelet R. Evaluation quantitative des produits forms lors de l'evolution gochimique de la matire organique // Philosophy, Chemistry. – 1985. – Vol. 40, № 5. – P. 551–556. DOI: 10.2516/OGST:1985034
43. A mathematical representation of Rock-Eval hydrogen index vs Tmax profiles / A. Banerjee, A.K. Sinha, A.K. Jain, N.J. Thomas, K.N. Misra, K. Chandra // Organic Geochemistry. – 1998. – Vol. 28, № 1/2. – P. 43–55. DOI: 10.1016/S0146-6380(97)00119-8
44. Норина Д.А. Строение и нефтегазоматеринский потенциал пермско-триасовых терригенных отложений баренцевоморского шельфа дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – М., 2014. – 208 с.
45. Espitalié J. Rock-eval pyrolysis // Applied petroleum geochemistry. – 1993. – P. 237–261.

## References

1. Olovianishnikov V.G. Verkhni dokembrii Timana i poluostrova Kanin [Upper Precambrian of the Timan and Kanin Peninsula]. Ekaterinburg: Ural'skoe otdelenie Rossiiskoi akademii nauk, 1998, 194 p.
2. Nikishin A., Ziegler P.A., Stephenson R., Cloetingh S., Furne A., Fokin P.A., Ershov A., Bolotov S., Korotaev M., Alekseev A., Gorbachev V., Shipilov E., Lankreijer A., Bembinova E.Yu., Shalimov I. Late Precambrian to Triassic history of the East European Craton: dynamics of sedimentary basin evolution. *Tectonophysics*, 1996, vol. 268, pp. 23-63. DOI:10.1016/S0040-1951(96)00228-4
3. Dedeev V.A., Getsen V.G. Struktura platformennogo chekhla Evropeiskogo Severa SSSR [Structure of the platform cover of the European North of the USSR]. Leningrad: Nauka, 1982, 200 p.
4. Udoratin V.V., Magomedova A.Sh., Ezimova Iu.E. Kompleksnye geofizicheskie issledovaniia razlomnykh zon Vyehodskogo progiba [Complex geophysical studies of fault zones of the Vyehodga depression]. *Vestnik Instituta geologii Komi nauchnogo tsentra Ural'skogo otdeleniia Rossiiskoi akademii nauk*, 2018, no. 12, pp. 3-11. DOI: 10.19110/2221-1381-2018-12-3-11
5. Botalov A.N., Alekseeva O.L. Modelirovanie protsessov formirovaniia neftegazonosnosti Vyehodskogo progiba [Modeling the formation processes of the oil and gas potential of the Vyehodga Trough]. *Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya*, 2021, vol. 20, no. 4, pp. 379-395. DOI: 10.17072/psu.geol.20.4.379
6. Babushkin T.A. Verkhni dokembrii Vyehodskogo progiba [Upper Precambrian of the Vyehodga depression]. *Vestnik Instituta geologii Komi nauchnogo tsentra Ural'skogo otdeleniia Rossiiskoi akademii nauk*, 2001, no. 6, pp. 16-17.
7. Maslov A.V., Olovianishnikov V.G., Isherskaia M.V. Rifei vostochnoi, severo-vostochnoi i severnoi periferii Russkoi platformy i zapadnoi megazoni Urala: litostratigrafiia, uslovia formirovaniia i tipy osadochnykh posledovatel'nostei [Riphean of the eastern, northeastern and northern periphery of the Russian platform and the western megazone of the Urals: lithostratigraphy, formation conditions and types of sedimentary sequences]. *Litosfera*, 2002, no. 2, pp. 54-95.



8. Golen'sin M.Iu. Perspektivy neftegazonosnosti i prognozirovanie neftegazopiskovykh ob'ektov v osadochnom komplekse Kol'sko-Kaninskoj monoklinali i Zapadnogo Pritimania [Perspectives of oil-and-gas content and prediction of oil-and-gas exploration objects in the sedimentary complex of the Kola-Kanin monocline and Western Pre-Timan region]. Ph. D. thesis. Moscow, 2000, 146 p.
9. Bogdanov B.P., Zaborovskaja V.V., Gromyko A.V. Kel'tmenskii val iuga Respubliki Komi: v neskol'kikh shagakh ot otkrytiia krupnogo mestorozhdeniia vysokoviazkikh neftei [Keltmenskiy Shaft south of the Komi republic: a few steps from the discovery of large deposits of high-viscosity oils]. *Ural'skii geologicheskii zhurnal*, 2021, no. 2, pp. 3-29.
10. Vakhanin M.G. Sostoiannie izucheniia i perspektivy neftegazonosnosti Mezenskoj sineklizy [Level of exploration and prospects of hydrocarbon potential of Mezen syncline]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2016, no. 2, pp. 8-13.
11. Kuz'min D.A. Geologo-geokhimicheskie predposylki neftegazonosnosti verkhneproterozoiskikh otlozhenii Mezenskogo basseina [Geological and geochemical prerequisites for the oil and gas potential of Upper Proterozoic deposits of the Mezen basin]. Abstract of Ph. D. thesis. Moscow, 2006, 25 p.
12. Bazhenova O.K., Arefev O.A., Sokolov B.A. Geneticheskie osobennosti neftei verhnego proterozoa [Genetic features of Upper Proterozoic oils]. *Doklady Akademii nauk*, 1994, vol. 337, no. 3, pp. 371-375.
13. Bazhenova O.K., Arefev O.A. Osobennosti sostava biomarkerov dokembriiskogo organicheskogo veshchestva Vostochno-Evropeiskoi platformy [Features of the composition of biomarkers of Precambrian organic matter of the East European Platform]. *Geokhimiia*, 1998, no. 3, pp. 286-294.
14. Bazhenova O.K., Arefev O.A. Geochemical peculiarities of Pre-Cambrian source rocks in the East European platform. *Organic Geochemistry*, 1996, no. 25, pp. 341-351. DOI: 10.1016/S0146-6380(96)00138-6
15. Bazhenova T.K., Bogoslovskii S.A., Shapiro A.I., Vasil'eva V.F., Rogozina N.A. Organicheskaja geokhimiia osadochnogo vypolneniia Vychedgskogo progiba (Russkaja plita) i ego geotermicheskaja istoriia [Vychedga trough (Russian plate) - organic geochemistry and geothermal history of sedimentary fill]. *Neftegazovaja geologiya. Teoriia i praktika*, 2013, vol. 8, no. 3, pp. 1-31.
16. Getsen V.G. Rifeiskii kompleks Timano-Pechorskoj provintsii - vozmozhnaia nefteproduciashchaja tolshcha [Riphean complex of the Timan-Pechora province - possible oil-producing formation]. *Trudy Instituta geologii Komi filiala Akademii nauk SSSR*, 1981, no. 85, pp. 27-38.
17. Dedeev V.A., Pimenov V.A. Prognoz neftegazonosnosti Mezenskogo sedimentatsionnogo basseina [Forecast of oil and gas content of the Mezen sedimentation basin]. Syktyvkar: Institut geologii imeni akademika N.P. Iushkina Komi nauchnogo tsentra Ural'skogo otdeleniia Rossiiskoi akademii nauk, 1984, 60 p.
18. Karaseva T.V., Iakovlev Iu.A., Beliaeva G.L., Bashkova S.E. Novye dannye o perspektivakh neftegazonosnosti Vychedgskogo progiba [New data on oil and gas potential of the Vychedga trough]. *Georesursy*, 2020, vol. 22, no. 1, pp. 32-38. DOI: 10.18599/grs.2020.1.32-38
19. Koniukhova V.A. Geologo-geokhimicheskaia otsenka perspektiv neftegazonosnosti rifeiskikh otlozhenii severo-zapada Mezenskoj sineklizy [Geological and geochemical assessment of the oil and gas potential of Riphean deposits in the north-west of the Mezen syncline]. *Vestnik Moskovskogo universiteta. Geologiya*, 1998, no. 2, pp. 37-41.
20. Kuz'min D.A. Geologo-geokhimicheskie predposylki neftegazonosnosti verkhneproterozoiskikh otlozhenii Mezenskogo basseina [Geological and geochemical prerequisites for the oil and gas potential of Upper Proterozoic deposits of the Mezen basin]. Ph. D. thesis. Moscow, 2006, 186 p.
21. Bazhenova T.K. Problemy neftegazonosnosti bazal'nykh gorizontov basseinov drevnikh platform v aspekte ikh katageneticheskoi evolutsii [Problems of oil and gas potential of basal horizons of basins of ancient platforms in the aspect of their catagenetic evolution]. *Neftegazovaja geologiya. Teoriia i praktika*, 2008, vol. 3, no. 3, pp. 1-21.
22. Bashkova S.E., Karaseva T.V., Gorbachev V.I. Osnovnye problemy prognoza neftegazonosnosti rifei-vendskikh otlozhenii Vostochno-Evropeiskoi chasti Rossii [The main problems of forecasting the oil and gas content of the Riphean-Vendian deposits of the Eastern European part of Russia]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2012, no. 7, pp. 8-13.
23. Sitar K.A., Georgievskii B.V., Bol'shakova M.A., Sautkin R.S. Kompleksnaia otsenka uslovii formirovaniia neftegazomaterinskogo potentsiala otlozhenii neoproterozoa [Comprehensive evaluation of Neoproterozoic source rocks formation]. *Georesursy*, 2022, vol. 24, no. 2, pp. 47-59. DOI: 10.18599/grs.2022.2.8
24. Bhat G.M., Craig J., Hafiz M., Hakhoo N., Thurow J.W., Thusu B., Cozzi A. Geology and hydrocarbon potential of Neoproterozoic-Cambrian Basins in Asia: an introduction. *Geological Society Special Publication*, 2012, vol. 366, pp. 1-17. DOI: 10.1144/SP366.15
25. Liu X.P., Jin Z.J., Bai G.P. Formation and distribution characteristics of Proterozoic-Lower Paleozoic marine giant oil and gas fields worldwide. *Petroleum Science*, 2017, vol. 14, pp. 237-260. DOI: 10.1007/s12182-017-0154-5
26. Liu X., Li S., Zhang L., Li X., Zhao S., Dai L., Wang G. Meso-Neoproterozoic strata and target source rocks in the North China Craton: A review. *Precambrian Research*, 2019, Vol. 334, pp. 1-22. DOI: 10.1016/j.precamres.2019.105458
27. Zhao W., Hu S., Wang Z., Zhang S., Wang T. Petroleum geological conditions and exploration importance of Proterozoic to Cambrian in China. *Petroleum exploration and development*, 2018, vol. 45, pp. 1-14. DOI: 10.1016/S1876-3804(18)30001-6
28. Kozhanov D.D., Bol'shakova M.A., Khopta I.S., Mordasova A.V., Stupakova A.V., Zagliadin Ia.A., Borisova M.S., Zav'ialova A.P., Chupakhina V.V., Sakhobov T.R. Geologo-geokhimicheskie usloviia formirovaniia neftegazonosnosti rifei-vendskikh otlozhenii severnoi chasti Volgo-Ural'skogo neftegazonosnogo basseina [Geology and geochemistry of Riphean-Vendian petroleum system (the Northern part of the Volga-Ural Basin)]. *Georesursy*, 2021, vol. 23, no. 2, pp. 73-86. DOI: 10.18599/grs.2021.2.7
29. Sergeeva N.D., Puchkov V.N., Karaseva T.V. Verkhonii proterozoi (rifei i vend) Volgo-Ural'skoi oblasti v parametricheskikh i glubokikh skvazhinakh [Upper Proterozoic (Riphean and Vendian) of the Volga-Ural region in parametric and deep wells]. Ufa: Kniga-Print, 2021, 196 p.
30. K. McCarthy, K. Rojas, M. Niemann, D. Palmowski, K. Peters, A. Stankiewicz Basic petroleum geochemistry for source rock evaluation. *Oilfield Review*, 2011, vol. 23, no. 2, pp. 32-43.
31. Peters K.E. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *AAPG Bulletin*, 1986, vol. 70, no. 3, pp. 318-329. DOI: 10.1306/94885688-1704-11D7-8645000102C1865D
32. Peters K.E., Cassa M.R. Applied source rock geochemistry. *AAPG Memoir*, 1994, vol. 60, pp. 93-117. DOI: 10.1306/M60585C5
33. Neruchev S.G. Spravochnik po geokhimii neftei i gaza [Handbook of Geochemistry of Oil and Gas]. Saint Petersburg: Nedra, 1998, 576 p.
34. Makarova K.K., Bazhenovoi T.K. Organicheskaja geokhimiia paleozoa i dopaleozoa Sibirskoi platformy i prognoz neftegazonosnosti [Organic geochemistry of the Paleozoic and pre-Paleozoic Siberian Platform and forecast of oil and gas potential]. Leningrad: Nedra, 1981, 211 p.
35. Hart B.S., Steen A.S. Programmed pyrolysis (Rock-Eval) data and shale paleoenvironmental analyses: A review. *Interpretation*, 2015, vol. 3, no. 1, pp. 41-58. DOI: 10.1190/INT-2014-0168.1
36. Kerimov V.Yu., Kosyanov V.A., Mustaev R.N., Ismailov D.D. Formation conditions of organic porosity in low-permeability shale strata. *Eurasian mining*, 2019, no. 2, pp. 13-18. DOI: 10.17580/em.2019.02.03
37. Peters K.E., Cunningham A.E., Walters C.C., Jigang J., Zhaoan F. Petroleum systems in the Jiangling-Dangyang area, Jiangnan Basin, China. *Organic Geochemistry*, 1996, vol. 24, no. 10/11, pp. 1035-1060. DOI: 10.1016/S0146-6380(96)00080-0
38. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The Biomarker Guide. Volume 1: Biomarkers and Isotopes in the Environment and Human History: 2nd Edition. UK: Cambridge University, 2007, 492 p.
39. Jarvie D.M., Hill R.J., Ruble T.E., Pollastro R.M. Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment. *AAPG Bulletin*, 2007, vol. 91, no. 4, pp. 475-499. DOI: 10.1306/12190606068
40. Jarvie D.M. Shale resource systems for oil and gas: Part 1 - Shale-gas resource systems. *AAPG Memoir*, 2012, vol. 97, pp. 69-87. DOI: 10.1306/13321446M973489
41. Zhuoheng C., Chunqing J. A revised method for organic porosity estimation in shale reservoirs using Rock-Eval data: Example from Duvernay Formation in the Western Canada Sedimentary Basin. *AAPG Bulletin*, 2016, vol. 100, no. 3, pp. 405-422. DOI: 10.1306/08261514173
42. Pelet R. Evaluation quantitative des produits forms lors de l'evolution gochimique de la matiere organique. *Philosophy, Chemistry*, 1985, vol. 40, no. 5, pp. 551-556. DOI: 10.2516/OGST:1985034
43. Banerjee A., Sinha A.K., Jain A.K., Thomas N.J., Misra K.N., Chandra K. A mathematical representation of Rock-Eval hydrogen index vs Tmax profiles. *Organic Geochemistry*, 1998, vol. 28, no. 1/2, pp. 43-55. DOI: 10.1016/S0146-6380(97)00119-8
44. Norina D.A. Stroenie i neftegazomaterinskii potentsial permsko-triasovykh terrigenykh otlozhenii barentsevomorskogo shelfa [Structure and oil and gas source potential of Permian-Triassic terrigenous deposits of the Barents Sea shelf]. Ph. D. thesis. Moscow, 2014, 208 p.
45. Espitalie J. Rock-eval pyrolysis. *Applied petroleum geochemistry*, 1993, pp. 237-261.

Финансирование. Исследование выполнено в рамках гранта Президента Российской Федерации для государственной поддержки ведущих научных школ Российской Федерации (номер гранта НШ-1010.2022.1.5).

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Вклад авторов равноценен.