

УДК 552.578.2.061.32:550.4 (470.1)

DOI 10.31087/0016-7894-2023-1-53-66

Нефтематеринские отложения и углеводородный потенциал нижнепалеозойских отложений Лайского вала Денисовского прогиба, Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция (по материалам скв. Кэрлайская-1)

© 2023 г. | И.С. Котик¹, А.Д. Саетгараев², О.С. Котик¹, Д.А. Бушнеv¹, О.В. Валяева¹, А.А. Савельева¹¹Институт геологии имени академика Н.П. Юшкина ФИЦ Коми НЦ УрО РАН, Сыктывкар, Россия; ivkotik@gmail.com; olya.procko@gmail.com; boushnev@geo.komisc.ru; valyaeva@geo.komisc.ru; savelievaangelina1945@gmail.com;²ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», Усинск, Россия; almir.saetgaraev@lukoil.com

Поступила 12.10.2022 г.

Доработана 21.10.2022 г.

Принята к печати 28.10.2022 г.

Ключевые слова: органическое вещество; нефтематеринские породы; углеводороды; катагенез; Денисовский прогиб; Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция.

Аннотация: На территории Денисовского прогиба карбонатные отложения верхнеордовик-нижнедевонского нефтегазоносного комплекса рассматриваются в качестве перспективных поисковых объектов для выявления залежей углеводородов. Их продуктивность была установлена на Западно-Командиршорском-II месторождении, а также на Кэрлайской площади, где в поисковой скв. 1 из верхнесилурийских отложений получен приток легкой нефти. Для оценки углеводородного потенциала нижнепалеозойских отложений и возможности формирования сингенетичных залежей были исследованы образцы кернa и нефти из скв. Кэрлайская-1 методами углепетрографии, органической и изотопной геохимии. В изученном разрезе скважины нефтематеринские породы определены в верхнесилурийских и верхнефранских отложениях, которые классифицируются как изначально средне- и высокопродуктивные. Совокупность углепетрографических (RV_{eq} , %) и геохимических (T_{max} , $20S/(20S + R)$, $\alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta + \alpha\alpha\alpha)$, $22S/(22S + R)$, Ts/Tm , MPI-1) данных указывает, что органическое вещество нефтематеринских отложений достигло высокой степени катагенетической преобразованности (конец МК₃ – конец МК₄), отвечающей заключительным этапам главной фазы нефтеобразования. Петрографический состав органического вещества, представленного только битуминитом и продуктами его преобразования, а также характер распределения *n*-алканов с преобладанием нечетных гомологов (*n*-C₁₅, *n*-C₁₇) и изотопно-легкий состав органического углерода ($\delta^{13}C = -32...-28$ ‰) в битумоидах пород и нефти свидетельствуют об однотипном планктонно-водорослевом источнике. Установлено, что по характеру распределения *n*-алканов и *n*-алкилциклогексанов, особенно по преобладанию нечетных углеводородов состава C₁₅ и C₁₇, а также изотопно-легкому составу углерода насыщенной фракции, нефть коррелирует с органическим веществом верхнесилурийских нефтематеринских отложений. Установленный высокий генерационный потенциал верхнесилурийских отложений и возможность формирования сингенетичных скоплений углеводородов, а также выявленная нефтегазоносность на различных площадях Денисовского прогиба (Кэрлайской, Западно-Командиршорском-II месторождении) дают основание рассматривать нижнепалеозойский комплекс в качестве перспективного объекта для проведения геолого-разведочных работ и открытия новых залежей.

Для цитирования: Котик И.С., Саетгараев А.Д., Котик О.С., Бушнеv Д.А., Валяева О.В., Савельева А.А. Нефтематеринские отложения и углеводородный потенциал нижнепалеозойских отложений Лайского вала Денисовского прогиба, Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция (по материалам скв. Кэрлайская-1) // Геология нефти и газа. – 2023. – № 1. – С. 53–66. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-1-53-66.

Благодарности: Авторы благодарят коллег из ФГБУ «ВНИГНИ» (М.В. Дахнову, С.В. Можегову) и МГУ имени М.В. Ломоносова (Н.В. Пронину) за возможность проведения пиролиза Rock-Eval и углепетрографических исследований. Благодарность за содействие в изучении материалов скважины авторы выражают В.С. Фатееву (ПАО «ЛУКОЙЛ», Москва) и А.А. Чугаевой (Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПинефть», Пермь).

Petroleum source rocks and hydrocarbon potential of Lower Palaeozoic deposits in Laisky swell of Denisovsky trough, Timan-Pechora Petroleum Province (based on Kerlainskaya-1 well data)

© 2023 | I.S. Kotik¹, A.D. Saetgaraev², O.S. Kotik¹, D.A. Bushnev¹, O.V. Valyaeva¹, A.A. Savelyeva¹¹Institute of Geology FRC Komi SC UB RAS, Syktyvkar, Russia; ivkotik@gmail.com; olya.procko@gmail.com; boushnev@geo.komisc.ru; valyaeva@geo.komisc.ru; savelievaangelina1945@gmail.com;²LLC LUKOIL-Komi, Usinsk, Russia; almir.saetgaraev@lukoil.com

Received 12.10.2022

Revised 21.10.2022

Accepted for publication 28.10.2022

Key words: *Keywords: organic matter; source rock; hydrocarbons; catagenesis; Denisovsky trough; Timan-Pechora Petroleum Province.*

Abstract: Deposits of the Upper Ordovician-Lower Devonian carbonate play in the Denisovsky trough territory are regarded as exploration targets promising for hydrocarbon accumulations. Their productivity was determined in the West Komandirshorsky-II field and in the Kerlaisy area, where light oil inflow was obtained in exploratory Well 1 from the Upper Silurian deposits. To assess hydrocarbon potential of the Lower Palaeozoic deposits and possibility of the formation of indigenous accumulation, core and oil samples from Kerlaisy-1 well were studied using coal petrography, organic, and isotope geochemistry methods. In the well column studied, petroleum source rocks were identified in the Upper Silurian and Upper Frasnian formations. They are initially classified as medium to highly productive. Organic petrology (RV_{eq} , %) and organic geochemistry (T_{max} , $20S/(20S + R)$, $\alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta + \alpha\alpha\alpha)$, $22S/(22S + R)$, Ts/Tm , MPI-1) data are altogether indicative of that fact that the organic matter of source rocks has reached the high degree of catagenetic transformation (MC_3 end to MC_4 end), which corresponds to the final stages of main oil generation phase. Organic matter composition represented only by bituminite and its transformation products, as well as n -alkanes distribution with predominance of odd homologues (n - C_{15} , n - C_{17}) and light isotope composition of organic carbon ($\delta^{13}C = -32...-28$ ‰) in bitumoids of rock and oil are indicative of the same-type algae and plankton source. It is found that in accordance with n -alkanes and n -alkylcyclohexanes distribution, especially predominance of odd C_{15} and C_{17} in hydrocarbons, as well as lighter isotope composition of saturated fraction, oil correlates with the organic matter of the Upper Silurian petroleum source rocks. The known high generation potential of the Upper Silurian deposits as well as possibility of indigenous hydrocarbon accumulations, together with the determined oil and gas content in different areas of the Denisovsky trough (Kerlaisy, West Komandirshorsky-II fields) give grounds for considering the Lower Palaeozoic deposits as an promising target for geological exploration and discovery of new accumulations.

For citation: Kotik I.S., Saetgaraev A.D., Kotik O.S., Bushnev D.A., Valyaeva O.V., Savelyeva A.A. Petroleum source rocks and hydrocarbon potential of Lower Palaeozoic deposits in Laisy swell of Denisovsky trough, Timan-Pechora Petroleum Province (based on Kerlaisy-1 well data). *Geologiya nefti i gaza*. 2023;(1):53–66. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-1-53-66. In Russ.

Acknowledgments: The authors thank their colleagues M.V. Dakhnova, S.V. Mozhegova (VNIGNI), and N.V. Pronina (Lomonosov Moscow State University) for the opportunity to conduct Rock-Eval pyrolysis and coal petrographic studies. The authors are grateful to V.S. Fateev (LUKOIL, Moscow) and A.A. Chugaeva (PermNIPneft, the branch of Lukoil Engineering, Perm).

Введение

В последние годы территория Денисовского прогиба является областью активных поисково-разведочных работ на нефть и газ в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. В результате этих работ ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» был открыт ряд новых нефтяных месторождений, таких как Восточно-Ламбейшорское (крупное по запасам), Баяндыское, Южно-Баяндыское, им. А. Алабушина, Прохоровское и Верхнеипатское (рис. 1) [1, 2]. Основные промышленные залежи УВ расположены в фаменских (верхний девон) и каменноугольных отложениях. В качестве перспективного рассматривается верхнеордовик-нижнедевонский карбонатный нефтегазоносный комплекс, основные перспективы которого связывают с силурийскими отложениями, выходящими под тиманско-саргаевскую региональную покрывку [3, 4]. Продуктивность этого комплекса установлена на Западно-Командиршорском-II месторождении, где в коллекторах нижнего силура выявлена залежь газа с легкой нефтью.

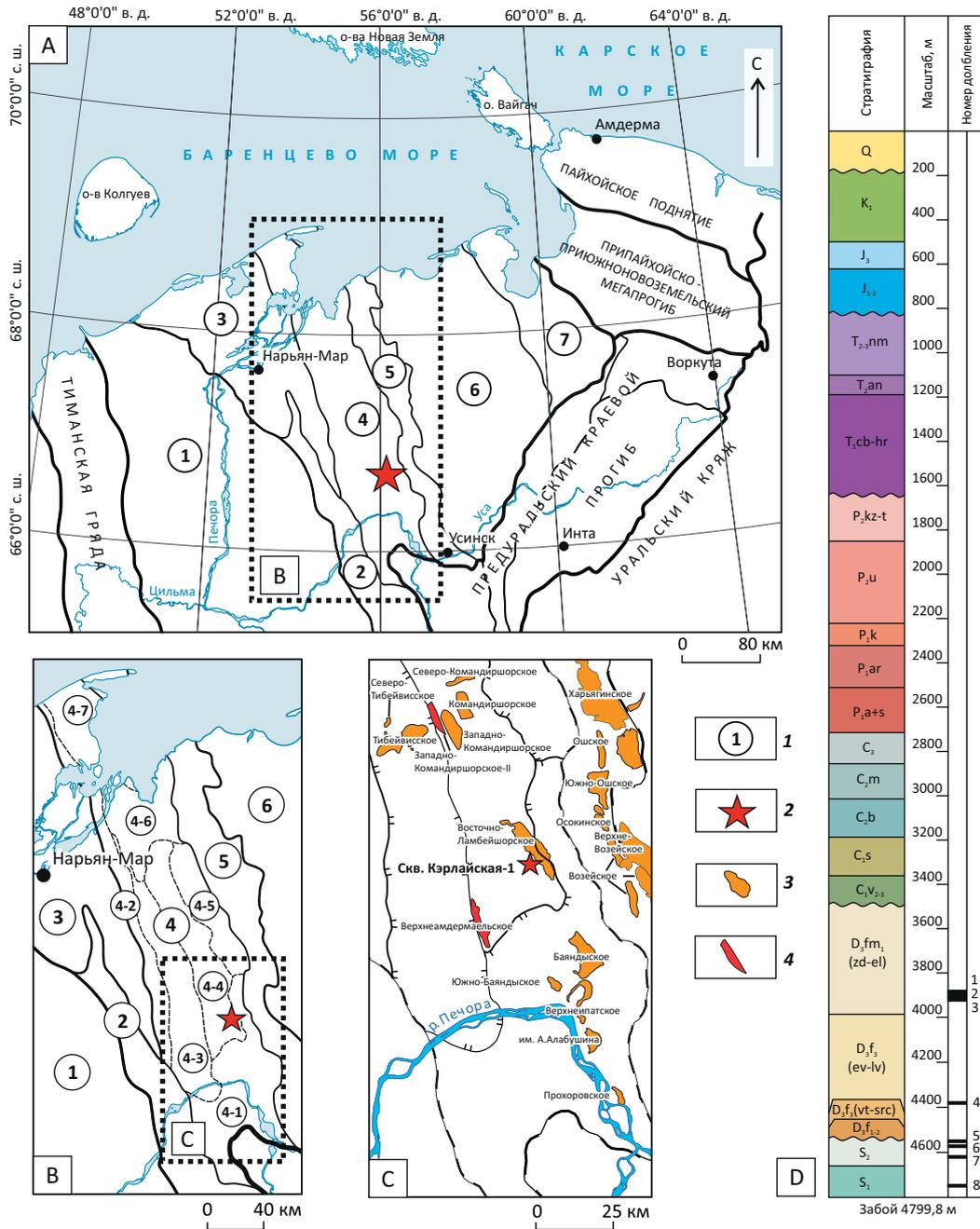
В 2017 г. ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» в южной части Лайского вала на Кэрлайской структуре была пробурена скв. 1, в которой из верхнесилурийских отложений в интервале глубин 4542–4571,5 м получен приток нефти. Это открывает перспективы поисков новых залежей УВ в еще слабоизученном нижнепалеозойском комплексе Денисовского прогиба. Для оценки УВ-потенциала нижнепалеозойских отложений и возможности формирования сингенетических залежей были проведены исследования образцов керны и нефти из скв. Кэрлайская-1 методами углепетрографии, органической и изотопной геохимии.

Район и объект исследований

Район исследований расположен в пределах Денисовского прогиба на севере Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (см. рис. 1 А). Исследуемая скв. Кэрлайская-1 пробурена в южной части Лайского вала — линейно вытянутой положительной структуры в центральной части прогиба (см. рис. 1 В, С). Скважина пройдена до глубины 4799,8 м. Представленные керном стратиграфические уровни включают силурийские, верхнефранские и нижнефаменские отложения (см. рис. 1 D).

На исследуемой территории Денисовского прогиба нижнепалеозойские отложения различаются по мощности и стратиграфической полноте, что обусловлено особенностями геологического развития. Формирование отложений в целом проходило в условиях литорали-сублиторали с накоплением преимущественно карбонатных отложений в раннесилур-лудловское время и карбонатно-глинисто-мергелистых — в пржидольско-раннедевонское. Предсредне-предпозднедевонский региональный перерыв определил изменение полноты осадочного разреза на территории прогиба: наиболее сокращенные мощности с последовательным выпадением нижнесилурийских, верхнесилурийских и нижнедевонских отложений установлены в его южной части (Лодминская перемячка) [4]. Проявление регионального перерыва существенно повлияло на формирование и распространение коллекторов в карбонатных толщах, а залегание коллекторских горизонтов непосредственно под тиманско-саргаевской покрывкой стало наиболее благоприятным условием для образования залежей УВ [3, 4]. Такие условия были установлены на Кэрлайской площади, где под франской покрывкой залегают породы

Рис. 1. Обзорная карта района исследований и положение изученной скв. Кэрлайская-1
 Fig. 1. Location map of the study area and position of the studied Kerlaiskaya-1 well



A–C — фрагменты карты тектонического районирования Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (по [5]); D — стратиграфическое расчленение скв. Кэрлайская-1.

1 — тектонические элементы (1 — Ижма-Печорская синеклиза, 2 — Печоро-Кожвинский мегавал, 3 — Малоземельско-Колгуевская моноклинали, 4 — Денисовский прогиб (4-1 — Лодминская перемычка, 4-2 — Шапкина-Юрьяхинский вал, 4-3 — Тибейвская депрессия, 4-4 — Лайский вал, 4-5 — Верхнелайская депрессия, 4-6 — Усть-Печорская депрессия, 4-7 — Носовая перемычка), 5 — Колвинский мегавал, 6 — Хорейверская впадина, 7 — Варандей-Адзвинская структурно-тектоническая зона); 2 — местоположение изученной скважины; **месторождения УВ (3, 4): 3 — нефтяные, 4 — газоконденсатные**

A–C — fragments of Tectonic zoning map of the Timan-Pechora Petroleum Province (according to [5]); D — stratigraphic subdivision, Kerlaiskaya-1 well

1 — tectonic elements (1 — Izhma-Pechorsky syncline, 2 — Pechora-Kozhovsky megaswell, 3 — Malozemelsko-Kolguevsky monocline, 4 — Denisovsky trough (4-1 — Lodminsky bridge, 4-2 — Shapkina-Yuryakhinsky swell, 4-3 — Tibeivsky depression, 4-4 — Laisky swell, 4-5 — Verkhnelaisky depression, 4-6 — Ust-Pechorsky depression, 4-7 — Nosovaya bridge), 5 — Kolvinsky megaswell, 6 — Khoreivsky depression, 7 — Varandey-Adzvin sky structural-tectonic zone); 2 — location of the studied well; **hydrocarbon fields (3, 4): 3 — oil, 4 — oil and gas condensate**

верхнего силура. В кровле верхнесилурийских отложений по результатам испытания пласта в интервале глубин 4542–4591,2 м был получен приток нефти. Нефть в стандартных условиях особо легкая ($0,805 \text{ г/см}^3$), малосмолистая (2,65 %), малоасфальтенистая (0,96 %), высокопарафинистая (6,57 %). По этим параметрам она достаточно схожа с другими нефтями месторождений Денисовского прогиба [6].

Методы исследований

Углететрографическое изучение ОБ пород, включающее мацеральный анализ и замеры показателя отражения (битуминита), проводилось на микроскопе Leica DM-2500 с установкой QD1302 (Craic Technologies) (г. Москва, МГУ имени М.В. Ломоносова) и Nikon Eclipse E400Pol.

Содержания органического углерода ($C_{\text{орг}}$, %) в породе определялось на экспресс-анализаторе АН-7529 методом сжигания в токе кислорода образцов, предварительно обработанных 10 %-й соляной кислотой.

Битумоиды выделялись из пород методом горячей экстракции хлороформом в аппаратах Сокслета. Газохроматографический анализ насыщенной (*n*-алканы и изопреноиды) фракции битумоидов проводился на приборе «Кристалл 2000М». Молекулярный состав полициклических насыщенных и ароматических УВ определялся методом хромато-масс-спектрометрии на приборе Shimadzu QP2010 Ultra.

Пиролитические исследования были проведены на приборе Rock-Eval 6 Standard (Vinci Technologies) (Москва, ФГБУ «ВНИГНИ»).

Анализ изотопного состава углерода ($\delta^{13}\text{C}$) отдельных фракций битумоидов и нефти проводился на масс-спектрометре Delta V Advantage с использованием элементного анализатора Flash EA. Значения $\delta^{13}\text{C}$ даны относительно стандарта VPDB. Погрешность измерения составляла $\pm 0,15 \text{ ‰}$.

Проведенный комплекс исследований (кроме замеров показателя отражения (битуминита) и пиролитического анализа (Rock-Eval) выполнялся на приборной базе ЦКП «Геонаука» в Сыктывкаре.

Результаты и их обсуждение

Содержание $C_{\text{орг}}$ и генерационный потенциал

Верхнесилурийские отложения представлены преимущественно серыми доломитами, в различной степени глинистыми, известковистыми с прослоями темно-серых мергелей и аргиллитов доломитизированных. Содержание $C_{\text{орг}}$ в них изменяется от 0,15–1,21 % в глинистых доломитах до 1,28–2,81 % в мергелях и аргиллитах (табл. 1). Значение остаточного генерационного потенциала ($S_1 + S_2$) варьирует от 0,52 до 2,3 мг УВ/г породы. Значения водородного индекса (HI) составляют 37–65 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$.

Верхнефранские отложения представлены темно-серыми известковистыми аргиллитами с прослоями серого известняка. Содержание $C_{\text{орг}}$ в аргил-

литах составляет 1,33–2,44 % (см. табл. 1). Значения $S_1 + S_2$ и HI более высокие, чем в силурийских толщах, и изменяются от 2,02 до 7,45 мг УВ/г породы и от 108 до 208 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$ соответственно.

Фаменские отложения сложены «чистыми» известняками (нерастворимого остатка породы ~1 %), имеющими низкие концентрации ОБ ($C_{\text{орг}} = 0,14 \text{ ‰}$). Известняки прослоями мелкопоровые, порово-кавернозные и неравномерно-битумонасыщенные, выступающие в качестве потенциальных коллекторских толщ.

Таким образом, среди изученных отложений наиболее обогащенные ОБ потенциальные нефтегенерирующие толщи содержат только породы верхнего силура и верхнего франа.

Петрография ОБ

Петрографическое изучение ОБ пород показало, что во всех образцах оно представлено в основном постгенерационным битуминитом (post-mature bituminite) (рис. 2 А–С). Реже во франских отложениях встречается битуминит (pre-mature bituminite) совместно с битумом — вторичным продуктом преобразования битуминита (см. рис. 2 D, E). В пустотах карбонатных прослоев наблюдаются скопления твердых битумов (см. рис. 2 F). Также встречены включения биокластов — углеродистых остатков различных организмов, которые наиболее многочисленны во франских отложениях (см. рис. 2 G, H).

УВ-состав ОБ

Нормальные алканы и изопреноиды. Изученные битумоиды из пород разных стратиграфических уровней имеют различия в распределении *n*-алканов и изопреноидов. Битумоиды фаменских отложений отличаются от всех образцов повышенными концентрациями высокомолекулярных УВ ($> n\text{-C}_{20}$), наиболее высокими значениями Pr/C_{17} , Ph/C_{18} и низкими $\text{C}_{17}/\text{C}_{27}$ (табл. 2; рис. 3 А, 4).

Битумоиды верхнефранских отложений характеризуются максимумом в низкомолекулярной области с преобладанием *n*-алкана C_{15} (см. рис. 3 В). Они отличаются от всех остальных образцов несколько повышенными значениями отношения Pr/Ph , что вполне типично для ОБ верхнедевонских (доманиковых) отложений Тимано-Печорского бассейна [8]. По значениям отношений Pr/C_{17} и Ph/C_{18} они занимают промежуточное положение (см. табл. 2; см. рис. 4).

Битумоиды верхнесилурийских отложений имеют схожий с франскими образцами профиль распределения *n*-алканов, но отличаются более интенсивным пиком C_{17} (наряду с C_{15}) (см. рис. 3 С). Преобладание нечетных *n*-алканов состава C_{17} , C_{15} выражается в высоких значениях коэффициента ОЕР (odd-even predominance) [9] (рис. 5; см. табл. 2), отражающего отношение нечетных гомологов к четным. На диаграмме (см. рис. 4) они также группируются в отдельную область.

Табл. 1. Содержание C_{орг} и результаты пиролитических исследований (Rock-Eval)

Tab. 1. C_{org} content and Rock-Eval pyrolysis results

Номер долбления	Номер образца	Возраст	Глубина, м	Литология	Параметры						
					C _{орг}	S ₁	S ₂	T _{max}	HI	S ₁ + S ₂	PI
1	1/2	D ₃ fm ₁	3884,2	Известняк	0,14	–	–	–	–	–	–
4	4/1	D ₃ f ₃	4385,5	Аргиллит известковистый	2,44	2,38	5,07	449	208	7,45	0,32
	4/3		4382,45		1,33	0,58	1,44	445	108	2,02	0,29
	4/5		4379,4		1,55	–	–	–	–	–	–
5	5/1	S ₂	4555,05	Доломит глинистый	0,82	–	–	–	–	–	–
	5/2		4552,8	Аргиллит доломитизированный	1,43	0,33	0,93	434	65	1,26	0,26
	5/3		4552,3	Мергель	1,28	0,46	0,75	446	59	1,21	0,38
	5/4		4550,62	Доломит глинистый	1,21	–	–	–	–	–	–
6	6/1	4571,12	0,68		–	–	–	–	–	–	
	6/5	4575,6	Мергель	2,43	0,83	1,47	441	60	2,3	0,36	
	6/6	4576,4	Доломит глинистый	0,5	–	–	–	–	–	–	
7	7/1	4623,02		0,15	–	–	–	–	–	–	
	7/2	4621,68	Аргиллит доломитизированный	2,81	0,52	1,03	429	37	1,55	0,33	
	7/4	4619,52	Доломит глинистый	0,16	–	–	–	–	–	–	
	7/5	4617,2		0,69	0,18	0,34	437	49	0,52	0,35	

Примечание. C_{орг}, %; S₁, мг УВ/г породы; S₂, мг УВ/г породы; T_{max}, °C; HI = 100 · S₂/C_{орг}, мг УВ/г C_{орг}; S₁ + S₂, мг УВ/г породы; PI = S₁/(S₁ + S₂); «–» — не определялось.

Note. C_{org}, %; S₁, mg HC/g rock; S₂, mg HC/g rock; T_{max}, °C; HI = 100 · S₂/C_{org}, mg HC/g C_{org}; S₁ + S₂, mg HC/g rock; PI = S₁/(S₁ + S₂); «–» — not determined.

Изученная нефть из верхнесилурийских отложений по совокупности УВ-параметров имеет свои геохимические особенности. Однако по характеру распределения n-алканов, особенно по преобладанию C₁₅ и C₁₇ (см. рис. 3 D), повышенным значениям ОЕР (см. табл. 2), нефть схожа с битумоидами верхнего силура.

n-Алкилциклогексаны. Распределение циклоалкановых УВ также демонстрирует несходство проанализированных битумоидов. Фаменские отложения характеризуются битумоидами, для которых максимум распределения n-алкилциклогексанов приходится на область C₁₇–C₂₁ с преобладанием УВ с нечетным числом атомов углерода в молекуле (рис. 6 А). Битумоиды франских отложений характеризуются максимумом при C₁₅ и постепенным снижением УВ в сторону высокомолекулярных гомологов (см. рис. 6 В). Распределение n-алкилциклогексанов в верхнесилурийских отложениях отличается преобладанием нечетных УВ состава C₁₅, C₁₇ и C₂₁ (см. рис. 6 С). Для образца нефти наблюдается такое же распределение n-алкилциклогексанов, как в битумоидах верхнего силура, где преобладают низкомолекулярные гомологи C₁₅, C₁₇ и C₂₁ (см. рис. 6 D).

Стераны и терпаны. Информацию о распределении полициклических биомаркеров удалось по-

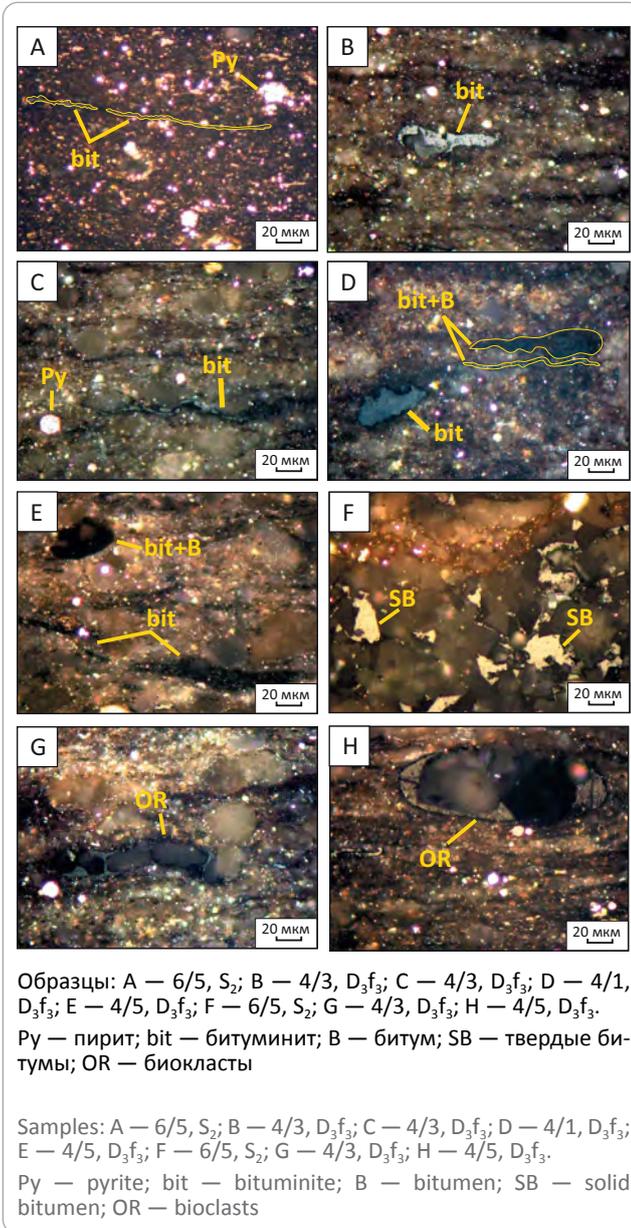
лучить только для битумоидов из фаменских отложений и нефти (рис. 7 А, В; см. табл. 2). По остальным образцам получены слабые пики, непригодные для расчетов (см. рис. 7 С). Распределение стеранов в битумоидах фаменских отложений является схожим. Для них характерно преобладание C₂₇ (31–34 %) и C₂₉ (43–44 %) (см. табл. 2). Среди терпанов доминируют трициклические УВ. Распределение УВ в нефти отличается от битумоидов пород. В ней преобладающими являются стераны состава C₂₈ (30 %) и C₂₉ (44 %), а гопаны отсутствуют (см. рис. 7 С).

Изотопный состав углерода

Изотопный состав углерода исследовался во фракциях насыщенных (δ¹³C_{насыщ}) и ароматических (δ¹³C_{аром}) УВ для битумоидов пород и нефти (см. табл. 2). В породах верхнего франа значения δ¹³C_{насыщ} составляют –30,5...–29,3 ‰. Ароматическая фракция содержит углерод с более тяжелым изотопным составом, δ¹³C_{аром} варьирует от –29,9 до –28 ‰. Углерод битумоидов силурийских отложений отличается меньшим содержанием изотопа ¹³C, его δ¹³C_{насыщ} изменяется в интервале –32...–30,8 ‰ (рис. 8). Значения δ¹³C_{аром} больше, чем δ¹³C_{насыщ} и составляют –29,7...–28,5 ‰. Значения δ¹³C_{насыщ} и δ¹³C_{аром} фракций, выделенных из нефти, равны –31,5 и –29,5 ‰ соответственно.



Рис. 2. Микрофотографии компонентов ОБ пород
Fig. 2. Micro-images of OM components



Катагенез ОБ

Оценка катагенетической преобразованности ОБ проводилась по результатам измерения показателя отражения, данным пиролиза Rock-Eval и распределению УВ-биомаркеров.

Замеры показателя отражения были проведены по битуминиту (в верхнем фране) и твердым битумам (в верхнем силуре), которые используются в качестве «эквивалента витринита» (RV_{eq} , %). Г. Джейкобом [11] отмечено, что битуминит имеет более низкий показатель отражения (RB, %) чем у витринита (RV , %) при $RV < 1\%$, а при $RV > 1\%$, наоборот, значения RB более высокие. Поэтому для приведения значений RB к эквиваленту витринита использовалась формула $RV_{eq} = 0,668 \times RB + 0,4$ [11]. Ввиду отсутствия в верхнесилурийских отложениях включений битуминита, пригодных по размеру

для выполнения замеров, были измерены включения твердых битумов между карбонатными зернами (см. рис. 2 F). Для пересчета измерений данных включений на «эквивалент витринита» подходит формула $RV_{eq} = (RB + 0,41)/1,09$ [12].

Полученные значения RB составили 1,13 % в верхнефранских (образец 4/5) и 1,23 % в верхнесилурийских (образец 6/5) отложениях, что в пересчете на «эквивалент витринита» составляет 1,15 и 1,5 % соответственно. Данные значения RV_{eq} соответствуют градации катагенеза «конец МК₃ – конец МК₄», что отвечает заключительным этапам главной фазы нефтеобразования [13].

Катагенетическая преобразованность ОБ по данным пиролиза Rock-Eval оценивалась по значению температуры максимального выхода УВ (T_{max}) и индекса продуктивности (PI). Значения T_{max} и PI составляют соответственно 429–449 °C и 0,26–0,38 (рис. 9; см. табл. 1), что отражает зрелость ОБ в пределах главной зоны нефтегенерации [14]. Отсутствие закономерности повышения T_{max} с глубиной при повышенном индексе PI (см. табл. 1) может быть связано с присутствием в породах миграционных битумоидов, которые занижают значение T_{max} [15].

Степень зрелости ОБ, рассчитанная по полициклическим биомаркерам, оценивалась по значениям стерановых параметров $20S/(20S + R)$, $\alpha\beta/(\alpha\beta + \alpha\alpha)$ для УВ-состава C₂₉ и $22S/(22S + R)$, рассчитанных для C₃₂ $\alpha\beta$ гомогпана. Значения этих индексов в исследованных образцах составляют 0,42–0,53, 0,56–0,66 и 0,62–0,64 соответственно (см. табл. 2). Установлено, что при достижении уровня зрелости около $RV = 0,5–0,7\%$ в соотношении этих УВ-биомаркеров достигаются равновесные значения, которые далее уже не изменяются [7, 16]. Полученные значения в целом указывают на то, что ОБ достигло порога информативности стерановых и гопановых индикаторов зрелости, соответствующих пику (и более) нефтегенерации (рис. 10).

Распределение тритерпановых УВ также несет информацию о степени зрелости ОБ, и, в отличие от вышеприведенных индексов, их информативность сохраняется и на более высоких градациях катагенеза. Отмечено, что трициклические терпаны более устойчивы при термической зрелости, чем гопаны, поэтому они являются наиболее распространенными УВ в высокзрелых нефтях [17]. Для ОБ высоких уровней катагенетического преобразования ($RV > 0,9\%$) также характерны повышенные значения отношения T_s/T_m , так как триснорнеогопан (T_s) является более стабильным [7]. Таким образом, преобладание в изученных битумоидах трициклических УВ и высокие значения T_s/T_m (6–10) подтверждают высокую зрелость ОБ пород и нефти.

Другим УВ-параметром, позволяющим определить уровень зрелости ОБ, является метилфенантеновый индекс (MPI-1), рассчитанный по отношению фенантрена и его гомологов. В отличие от насыщенных УВ, ароматические соединения со-

Табл. 2. Геохимические показатели битумоидов пород и нефти
 Tab. 2. Geochemical data of bitumens and oil

Геохимические показатели	Номер образца												
	1/2	2/2	3/2	4/1	4/3	4/5	5/2	5/3	6/5	6/6	7/2	7/5	нефть
	Возраст												
	D ₃ fm ₁			D ₃ f			S ₂						
Pr/C ₁₇	0,51	0,46	0,48	0,43	0,36	0,32	0,22	0,22	0,17	0,25	0,09	0,24	0,4
Ph/C ₁₈	0,55	0,5	0,54	0,34	0,23	0,22	0,4	0,28	0,22	0,31	0,1	0,28	0,74
Pr/Ph	0,95	0,97	0,89	1,72	2,17	2,28	1,31	1,55	1,22	1,15	1,01	1,29	0,97
C ₁₇ /C ₂₇	2	2,84	1,89	6,82	14,47	28,94	12,49	8,83	4,06	3,86	4,39	6,02	3,95
ОЕР при C ₁₇	1,13	1,09	1,13	1,05	0,97	1,03	1,46	1,38	1,2	1,2	1,05	1,3	1,47
αββ C ₂₇ , %	34	31	34	–	–	–	–	–	–	–	–	–	25
αββ C ₂₈ , %	21	26	23	–	–	–	–	–	–	–	–	–	30
αββ C ₂₉ , %	44	43	43	–	–	–	–	–	–	–	–	–	44
Ts/Tm	6	6	10	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
C ₂₉ 20S/(20S + R)	0,45	0,53	0,42	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0,43
C ₂₉ αββ/(αββ + ααα)	0,6	0,65	0,59	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0,66
C ₃₂ 22S/(22S + R)	0,62	0,64	0,64	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
MPI-1	0,81	0,78	0,78	1,04	1,01	1	0,95	0,96	0,99	0,97	0,83	0,86	1,07
RV _c , %	0,87	0,86	0,86	1,02	0,99	0,99	0,96	0,97	0,98	0,97	0,89	0,91	1,04
δ ¹³ C _{насыщ} , ‰	–	–	–	-29,3	–	-30,5	-31,7	–	-32	–	-30,8	–	-31,5
δ ¹³ C _{аром} , ‰	–	–	–	-28	–	-29,9	-29,7	–	-29,3	–	-28,5	–	-29,5

Примечание. ОЕР = C₁₅ + 6 · C₁₇ + C₁₉/4 · C₁₆ + 4 · C₁₈; MPI-1 = 1,5 · (2-MP + 3-MP)/(P + 1-MP + 9-MP); RV_c = 0,38 + 0,61 · MPI-1.

Note. OEP = C₁₅ + 6 · C₁₇ + C₁₉/4 · C₁₆ + 4 · C₁₈; MPI-1 = 1.5 · (2-MP + 3-MP)/(P + 1-MP + 9-MP); RV_c = 0.38 + 0.61 · MPI-1.

Рис. 3. Хроматограммы распределения n-алканов и изопреноидов в насыщенной фракции битумоидов пород (А–С) и нефти (D)
 Fig. 3. Chromatograms of n-alkanes and isoprenoids distribution in the saturated fraction of rocks (A–C) and oil (D)

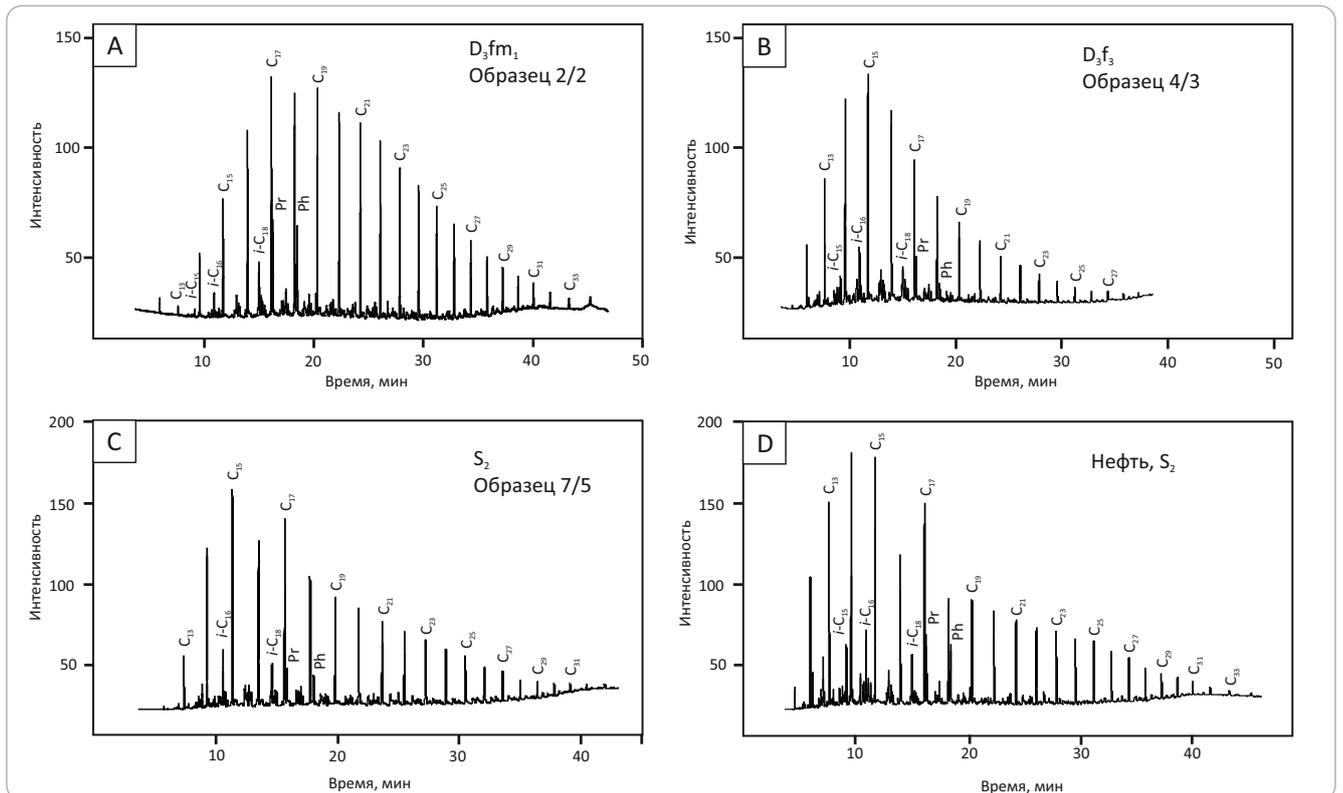
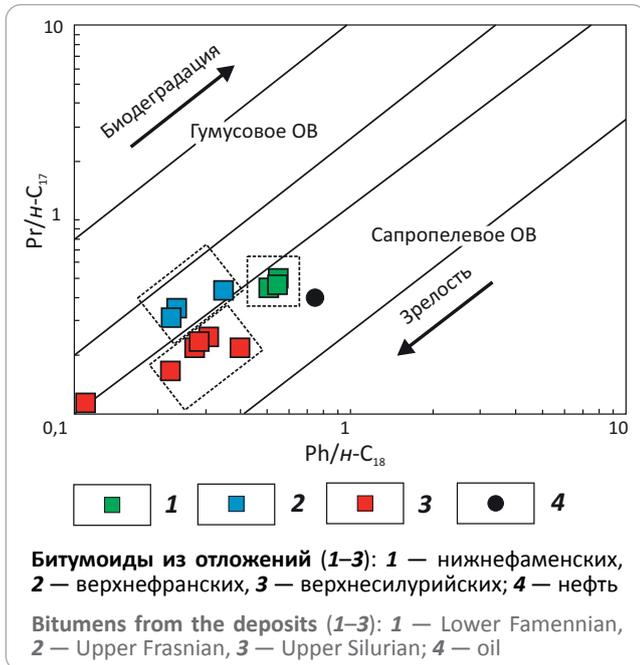




Рис. 4. Диаграмма отношений нормальных и изопреноидных алканов $Pr/n-C_{17} - Ph/n-C_{18}$ (поля диаграммы по [7])

Fig. 4. Normal and isoprenoid alkanes $Pr/n-C_{17} - Ph/n-C_{18}$ relationship diagram (diagram fields according to [7])



храняют высокие концентрации при повышенных уровнях зрелости ОБ. Поэтому аналитические данные были получены для всех исследуемых образцов (см. табл. 2). Установленная зависимость значений MPI-1 с показателем отражения витринита (RV, %) позволила рассчитать его теоретически [18]. Рассчитанное по индексу MPI-1 значение RV_c составляет 0,86–0,87 % в фаменских, 0,99–1,02 % — во франских и 0,89–0,98 % — в силурийских отложениях. Для нефти значение RV составило 1,04 % (см. табл. 2).

Совокупность полученных данных указывает на то, что ОБ верхнесилурийских и верхнефранских нефтематеринских отложений достигло высокой степени катагенетической преобразованности (до MK_4), соответствующей заключительным этапам главной фазы нефтеобразования. Нефть также характеризуется высокой зрелостью, соответствующей вмещающим верхнесилурийским породам.

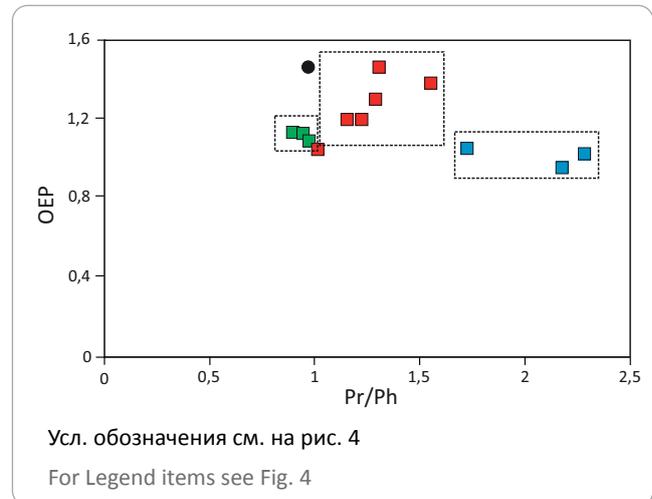
Полученные фактические данные позволили уточнить катагенез ОБ в этой части Денисовского прогиба. Согласно имеющимся оценкам, катагенетическая преобразованность ОБ для верхнего силура находится на уровне MK_5 и MK_3 для нижне-среднефранских отложений верхнего девона [19]. Результаты, полученные авторами статьи, указывают на меньшую степень катагенеза ОБ для верхнесилурийских отложений (MK_4), а для нижне-среднефранских, наоборот — на большую преобразованность (начало MK_4).

Исходные концентрации ОБ в нефтематеринских породах

В процессе катагенетического преобразования ОБ происходит расход $C_{орг}$ на генерацию УВ-про-

Рис. 5. Диаграмма отношения значений ОЕР – Pr/Ph

Fig. 5. OEP – Pr/Ph values relationship diagram



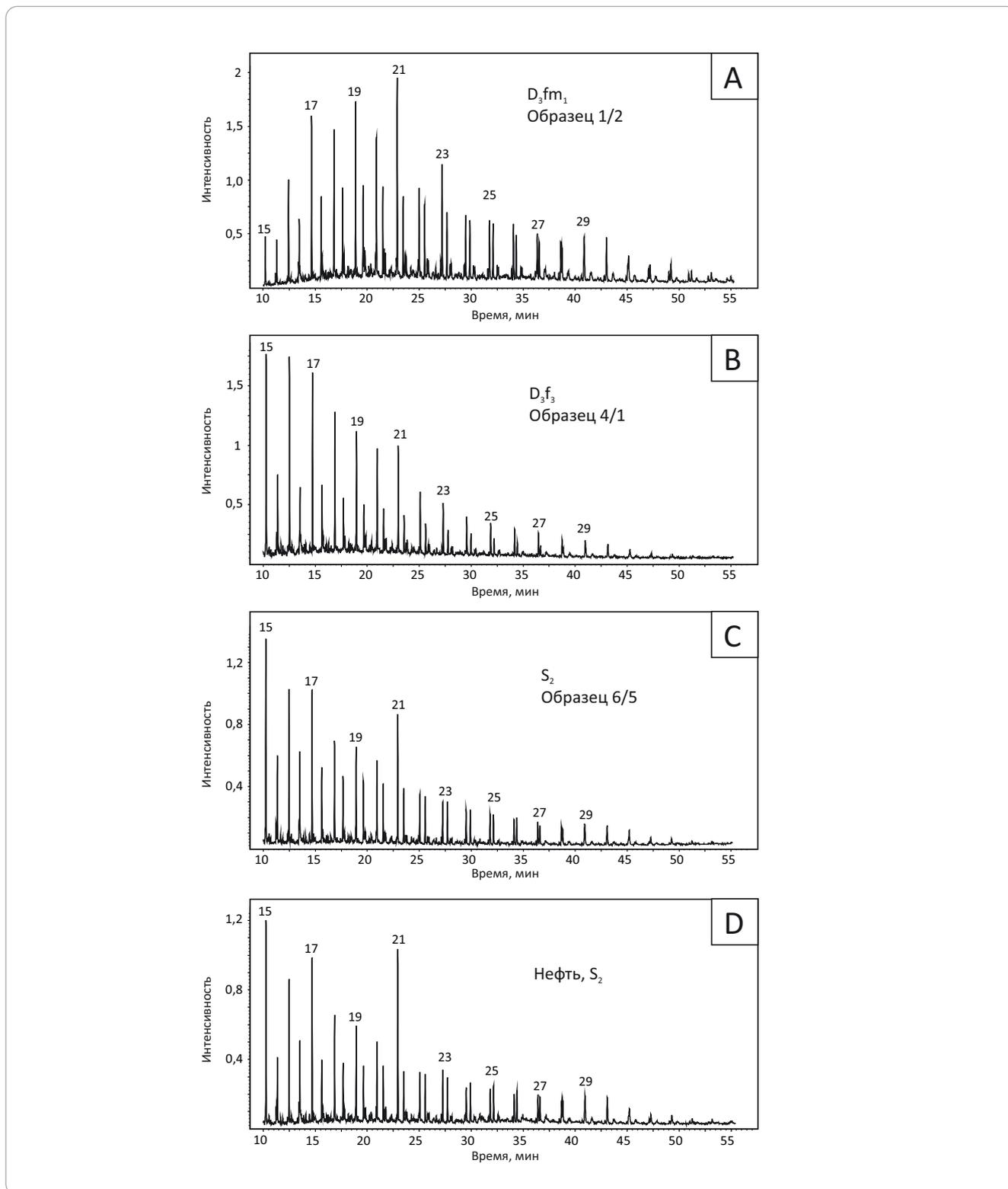
дуктов. Поэтому, зная тип ОБ и уровень его катагенеза, возможно оценить исходные содержания $C_{орг}$ в породах. Исходя из определенной степени зрелости (конец $MK_3 - MK_4$) и альгогенной основы ОБ, был использован коэффициент пересчета исходных (на начало градации ПК₁) концентраций $C_{орг}$, равный 2,35 [20]. С учетом коэффициента пересчета исходные содержания $C_{орг}$ в силурийских нефтематеринских породах составляют 0,35–3,01 % в глинистых доломитах и 3,36–6,6 % в мергелях и аргиллитах. Исходные значения $C_{орг}$ для верхнефранских нефтематеринских пород варьируют от 3,13 до 5,73 %. На классификационном уровне, по содержанию $C_{орг}$ [21], исследуемые нефтематеринские породы характеризуются как низко-среднепродуктивные для глинистых доломитов и средне-высокопродуктивные для мергелей и аргиллитов.

Состав ОБ и корреляция нефти с нефтематеринскими породами

Характер распределения *n*-алканов в изученных образцах пород и нефти с преобладанием нечетных гомологов (*n*-C₁₅, *n*-C₁₇) в низкомолекулярной области отражает морской планктонно-водорослевый источник ОБ [9]. Петрографический состав ОБ, представленного только битуминитом и продуктами его преобразования, также отражает исключительно морской генезис ОБ. Значения $\delta^{13}C$ битумоидов пород и нефти в диапазоне –32...–28 ‰ подтверждают сделанные выше выводы. Такой изотопно-легкий состав органического углерода является характерным для морского сапропелевого ОБ [22].

Провести корреляцию ОБ пород и нефти по распределению стерановых и терпановых УВ, к сожалению, не представляется возможным, ввиду отсутствия данных из потенциальных нефтематеринских пород верхнего силура и верхнего франа. Фаменские отложения содержат миграционные УВ и являются коллекторами. Поэтому основными корреляционными данными являлись информация по распределению алкановых и циклоалкановых

Рис. 6. Масс-хроматограммы (m/z 82) распределения n -алкилциклогексанов в битумоидах пород (А–С) и нефти (D)
Fig. 6. Mass chromatograms (m/z 82) showing distributions of n -alkylcyclohexanes in bitumens (A–C) and oil (D)



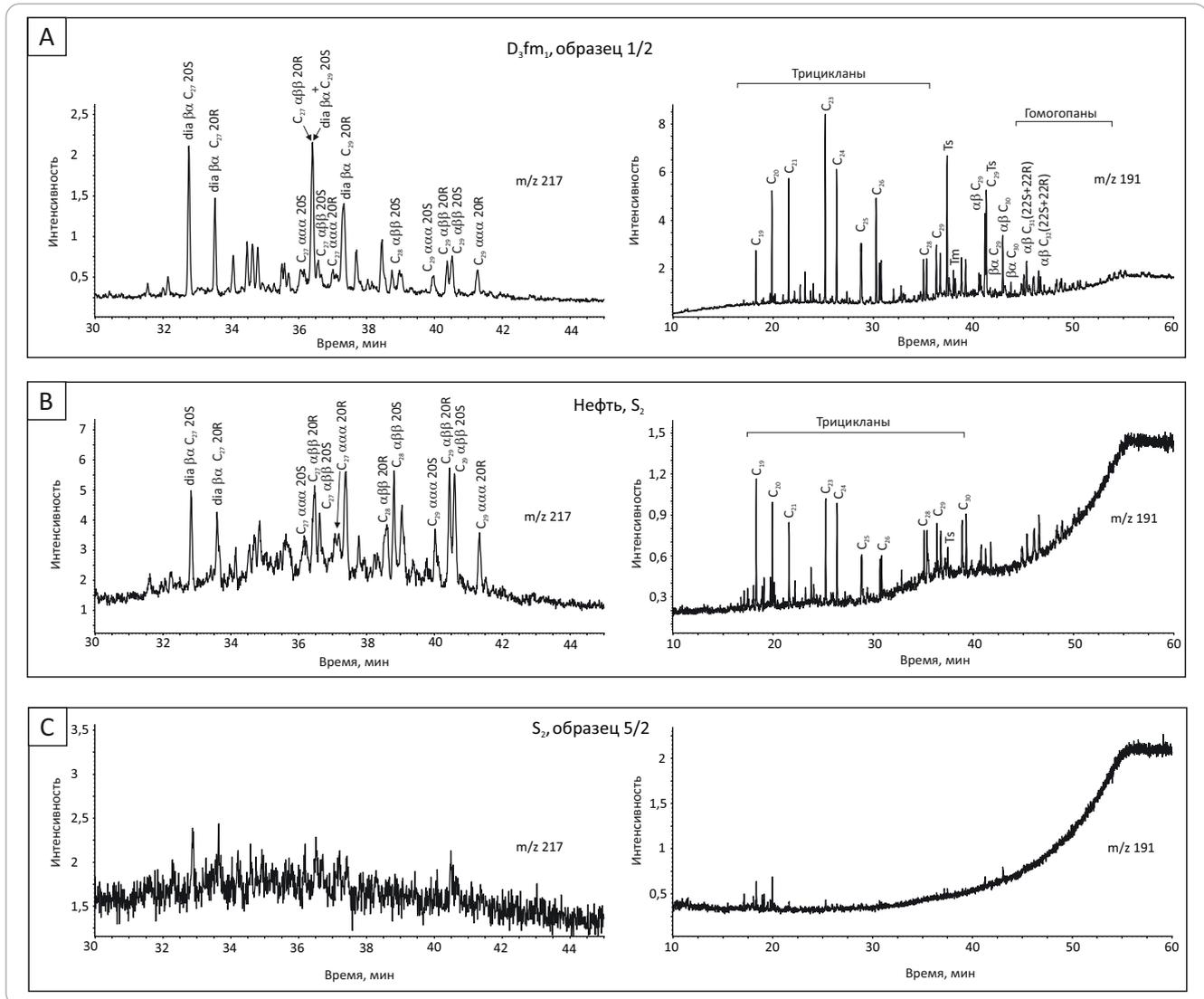
УВ, а также изотопный состав углерода фракций битумоида.

По характеру распределения n -алканов и n -алкилциклогексанов, особенно преобладанию нечетных УВ состава C_{15} и C_{17} (см. рис. 3, 6), повышенным значениям ОЕР (см. рис. 5) нефть коррелирует с би-

тумоидами из верхнесилурийских нефтематеринских пород. Распределение изотопов углерода не противоречит связи нефти с нефтематеринскими породами верхнего силура. От верхнефранских образцов они отличаются более изотопно-легким составом углерода насыщенной фракции (см. рис. 8).



Рис. 7. Масс-хроматограммы распределения стерановых (m/z 217) и терпановых (m/z 191) УВ в битумоидах пород (А, С) и нефти (В)
Fig. 7. Mass chromatograms showing distribution of sterane (m/z 217) and terpane (m/z 191) hydrocarbons in bitumens (A, C) and oil (B)



Проведенные ранее исследования [10] доманиковых отложений Денисовского прогиба по скв. Командиршор-12, как и для проанализированных авторами статьи верхнефранских битумоидов, показывают обогащение тяжелым изотопом углерода в составе насыщенной фракции (см. рис. 8).

Таким образом, приведенные изотопно-геохимические данные свидетельствуют о сингенетичности силурийской нефти вмещающим толщам и генетической связи с ОВ нефтематеринских пород верхнего силура. Предположения о возможном раннепалеозойском источнике нефтей в Денисовском прогибе высказывались и ранее: в среднедевон-франских отложениях установлены нефти с концентрационным максимумом n -алканов при C_{17} (Пашшорская, Верхнегрубешорская и Северо-Командиршорская площади), предположительно связанные с нижнепалеозойским генезисом (Сенин С.В. и др., 2012); на Баяндыском месторождении залежь в фаменских отложениях характе-

ризуется высокой зрелостью нефтяного флюида и УВ-составом, не соответствующим ОВ нефтематеринских пород верхнего девона [1, 23]. Однако детальных изотопно-геохимических исследований по сопоставлению нефтей и нефтематеринских пород различных стратиграфических уровней не проводилось. Полученные авторами статьи результаты исследований доказывают нефтегенерационный потенциал силурийских отложений и возможность формирования залежей УВ как во вмещающих отложениях, так и вышележащих нефтегазоносных комплексах, за счет процессов вертикальной миграции.

Следует также отметить, что битумоиды из фаменских пористо-кавернозных пород отличаются от всех других проанализированных образцов из верхнесилурийских и верхнефранских отложений по распределению УВ-биомаркеров и зрелости ОВ. Это может свидетельствовать о собственном источнике УВ в фаменской части разреза.

Рис. 8. Изотопный состав углерода насыщенной и ароматической фракций битумоидов пород и нефти
Fig. 8. Stable carbon isotope ratios for saturated versus aromatic hydrocarbons in bitumens and oil

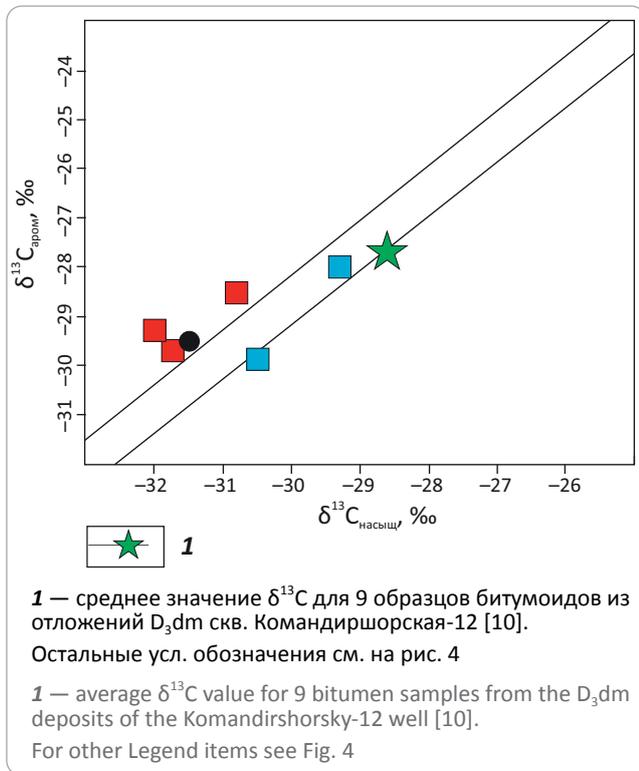
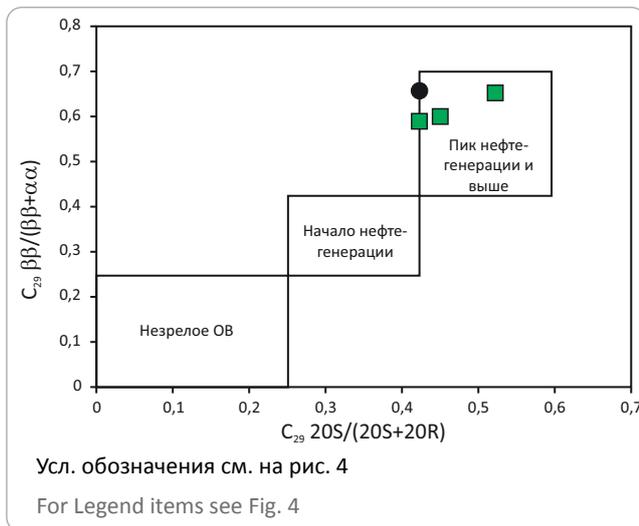


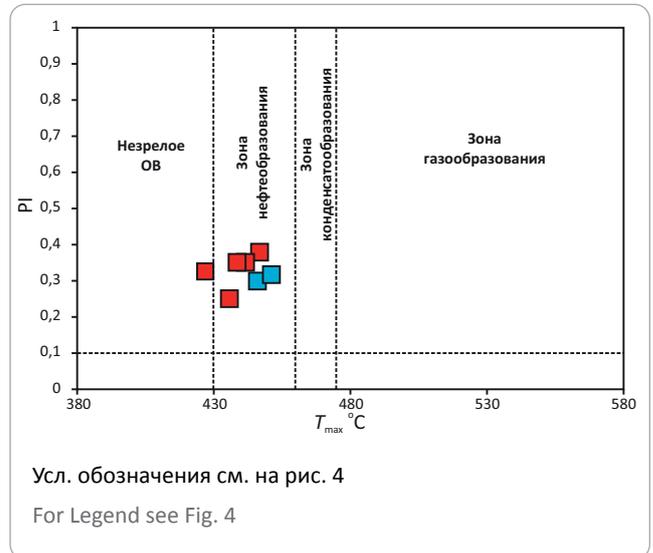
Рис. 10. Катагенез ОВ по биомаркерным параметрам
Fig. 10. Maturity of OM in accordance with biomarker parameters



Выводы

В результате проведенных исследований материалов скв. Кэрлайская-1 получены новые данные по нефтематеринским породам и геохимии УВ палеозойских отложений Лайского вала Денисовского прогиба. Полученные данные по изотопному составу и распределению УВ-биомаркеров в нефти из силурийских природных резервуаров являются первыми сведениями об УВ-флюидах из нижнепалеозойских отложений Денисовского прогиба.

Рис. 9. Катагенез ОВ по значениям пиролитических параметров T_{max} и PI
Fig. 9. Maturity of OM according to the Rock-Eval T_{max} and PI values



В изученном разрезе скважины нефтематеринские породы определены в верхнесилурийских и верхнефранских отложениях, которые характеризуются близкими значениями геохимических параметров. В обоих стратиграфических интервалах наиболее обогащенные ОВ отложения классифицируются как изначально средне- и высокопродуктивные нефтематеринские породы. Фаменские отложения сложены «чистыми» известняками и не содержат нефтегенерирующих пород.

Совокупность данных показателя отражения (RV_{eq}), пиролиза Rock-Eval (T_{max}), индексов зрелости насыщенных ($20S/20S + R$), $\alpha\beta/(\alpha\beta + \alpha\alpha)$, $22S/(22S + R)$, T_g/T_m и ароматических (MPI-1) УВ указывает на то, что ОВ верхнесилурийских и верхнедевонских нефтематеринских отложений достигло высокой степени катагенетической преобразованности (конец MK_3 – конец MK_4), отвечающей заключительным этапам главной фазы нефтеобразования. Нефть также характеризуется высокой зрелостью, соответствующей вмещающим верхнесилурийским отложениям.

Показано, что, несмотря на однотипный планктонно-водорослевый источник ОВ, битумоиды верхнесилурийских, верхнефранских и фаменских отложений отличаются по распределению алкановых (n -алканы и изопреноиды) и циклоалкановых (n -алкилциклогексаны) УВ, а также изотопному составу углерода отдельных фракций. Сопоставление битумоидов пород и нефти показало, что по характеру распределения n -алканов и n -алкилциклогексанов, особенно преобладанию нечетных УВ состава C_{15} и C_{17} , изотопно-легкому составу $\delta^{13}C_{насыщ}$, нефть коррелирует с ОВ верхнесилурийских нефтематеринских отложений. Установленные изотопно-углеводородные связи свидетельствуют о сингенетичности силурийской нефти вмещающим

толщам и генерации этих УВ нефтематеринскими породами верхнего силура.

Полученные результаты позволяют рассматривать нижнепалеозойский карбонатный комплекс Денисовского прогиба как полноценную УВ-систему, имеющую все основные элементы: коллекторы, флюидоупоры и собственные источники для генерации УВ. Учитывая относительно высокий гене-

рационный потенциал силурийских отложений, а также доказанную нефтегазоносность на различных участках Денисовского прогиба (Кэрлайской площади, Западно-Командиршорском-II месторождении) есть основание рассматривать нижнепалеозойский комплекс в качестве перспективного объекта для проведения геолого-разведочных работ и открытия новых залежей УВ.

Литература

1. Даниленко А.Н., Савельева А.А., Борщевская Н.И. Новые данные о геологическом строении и перспективах нефтегазоносности рифогенных отложений верхнего девона Денисовского прогиба // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 2. – С. 41–45. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-2-41-45.
2. Саегараев А.Д., Фатеев В.С., Соловьев С.И. Результаты поисково-разведочных работ ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» за период 2014–2018 гг. // Геология и минеральные ресурсы Европейского Северо-Востока России : материалы XVII Геологического съезда Республики Коми. – Т. I. – Сыктывкар : ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2019. – С. 35–37.
3. Савельева А.А., Арцишевская А.В., Борщевская Н.И. Новые объекты поисков и разведки нефти и газа в перспективном ордовикско-нижнедевонском нефтегазоносном комплексе Денисовского лицензионного участка // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 7. – С. 14–19. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-7-14-19.
4. Шамсутдинова Л.Л. Перспективы нефтегазоносности ордовикско-нижнедевонских карбонатных отложений южной части Денисовского прогиба // Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Тимано-Североуральского региона : материалы юбилейной научно-практической конференции, посвященной 80-летию Тимано-Печорского научно-исследовательского центра. – Киров : ООО «Кировская областная типография», 2018. – С. 114–121.
5. Прищепа О.М., Богацкий В.И., Макаревич В.Н., Чумакова О.В., Никонов Н.И., Куранов А.В., Богданов М.М. Новые представления о тектоническом и нефтегазогеологическом районировании Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6. – № 4. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2011.pdf (дата обращения: 20.09.2022).
6. Сенин С.В., Савельева А.А. Диагностика фазового состава залежей углеводородов южной части Денисовского прогиба [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2017. – Т. 12. – № 3. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/1/27_2017.pdf (дата обращения: 20.09.2022).
7. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide. Biomarkers and isotopes in petroleum systems and Earth history. Ed. 2. – Cambridge: Cambridge University Press, 2005. – Book 2. – 1155 с.
8. Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С., Шадрин А.Н., Фадеева Н.П., Смирнов М.Б. Органическое вещество доманикитов Тимано-Печорского бассейна – условия проявления главной фазы нефтеобразования // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62. – № 8. – С. 1048–1055. DOI: 10.15372/GIG2021104.
9. Туссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. – М. : Мир, 1981. – 501 с.
10. Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С., Шадрин А.Н., Деревесникова А.А. Доманиковые отложения Денисовского прогиба по результатам исследования керна скважины Командиршор-12 // Вестник Института геологии Коми НЦ УрО РАН. – 2017. – Т. 271. – № 7. – С. 12–20. DOI: 10.19110/2221-1381-2017-7-12-20.
11. Jacob H. Classification, structure, genesis and practical importance of natural solid oil bitumen (“migrabitumen”) // Int. J. Coal Geol. – 1989. – Т. 11. – № 1. – С. 65–79. DOI: 10.1016/0166-5162(89)90113-4.
12. Landis C.R., Castaño J.R. Maturation and bulk chemical properties of a suite of solid hydrocarbons // Org. Geochem. – 1994. – Т. 22. – С. 137–149.
13. Вассоевич Н.Б. Происхождение нефти // Вестник МГУ. Сер. 4, Геология. – 1975. – № 5. – С. 3–23.
14. Espitalie J. Use of Tmax as a maturation index for different types of organic matter. Comparison with vitrinite reflectance. In: Thermal Modeling in Sedimentary Basins (ed. by J. Burrus). – Paris : Editions Technip, 1986. – С. 475–496.
15. Peters K.E. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis // AAPG Bull. – 1986. – Т. 70. – № 3. – С. 318–329. DOI: 10.1306/94885688-1704-11D7-8645000102C1865D.
16. Waples D.W., Machihara T. Biomarkers for geologist – a practical guide to the application of steranes and triterpanes in petroleum geology // AAPG methods and exploration. – 1991. – № 9. – 71 с.
17. Van Graas G.W. Biomarker maturity parameters for high maturities: Calibration of the working range up to the oil/condensate threshold // Org. Geochem. – 1990. – Т. 16. – № 4–6. – С. 1025–1032. DOI: 10.1016/0146-6380(90)90139-q.
18. Radke M. Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils // Mar. Pet. Geol. – 1988. – Т. 5. – С. 224–236.
19. Баженова Т.К., Шиманский В.К., Васильева В.Ф., Шапиро А.И., Яковлева (Гембицкая) Л.А., Климова Л.И. Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна. – СПб. : ВНИГРИ, 2008. – 164 с.
20. Баженова Т.К. Основы региональной органической геохимии. – М. : ГЕОС, 2020. – 120 с.
21. Ларская Е.С. Диагностика и методы изучения нефтегазоматеринских толщ. – М. : Недра, 1983. – 200 с.
22. Конторович А.Э., Богородская Л.И., Голышев С.И. Распределение стабильных изотопов углерода в седикахитах различной генетической природы // Геология и геофизика. – 1985. – № 7. – С. 3–11.
23. Анищенко Л.А., Савельева А.А., Котик И.С. Эволюционно-генетические типы нефтяных систем Денисовской и Хорейверской впадин и перспективы их поисков // Материалы юбилейной научно-практической конференции, посвященной 75-летию Тимано-Печорского научно-исследовательского центра. – Киров : ООО «Кировская областная типография». – 2014. – С. 66–72.

References

1. Danilenko A.N., Savel'eva A.A., Borshchevskaya N.I. New data on geological structure and oil-and-gas bearing perspectives of deposits in the Upper Devonian reefs of the Denisov depression. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2017(2):41–45. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-2-41-45. In Russ.
2. Saetgaraev A.D., Fateev V.S., Solov'ev S.I. Rezul'taty poiskovo-razvedochnykh rabot OOO «LUKOIL-Komi» za period 2014–2018 [Exploration results by LLC “Lukoil-Komi” for the period 2014–2018]. In: *Geologiya i mineral'nye resursy Evropeiskogo Severo-Vostoka Rossii: materialy XVII Geologicheskogo s'ezda Respubliki Komi*. V. I. Syktyvkar: IG Komi NTS URO RAN; 2019. pp. 35–37. In Russ.
3. Savel'eva A.A., Artsishevskaya A.V., Borshchevskaya N.I. New objects of prospecting end exploration in a prospective O-D1 oil-gas bearing complex of the Denisovsky license area. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2017;(7):14–19. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-7-14-19. In Russ.
4. Shamsutdinova L.L. Perspektivy neftegazonosnosti ordoviksko-nizhnedevonskikh karbonatnykh otlozhenii yuzhnoi chasti Denisovskogo progiba [Prospects for oil and gas potential of the Ordovician-Lower Devonian carbonate deposits in the southern part of the Denisov trough]. In: *Geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti Timano-Severoural'skogo regiona: materialy yubileinoi nauchno-prakticheskoi konferentsii, posvyashchennoi 80-letiyu Timano-Pechorskogo nauchno-issledovatel'skogo tsentra*. Kirov: Kirovskaya oblastnaya tipografiya; 2018. pp. 114–121. In Russ.
5. Prishchepa O.M., Bogatskii V.I., Makarevich V.N., Chumakova O.V., Nikonov N.I., Kuranov A.V., Bogdanov M.M. The Timan-Pechora oil-bearing province — new tectonical insight. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2011;6(4). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2011.pdf (accessed 01.09.2020). In Russ.
6. Senin S.V., Savel'eva A.A. Fluid type determination for oil and gas fields in the southern Denisov depression (Timan-Pechora province). *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2017;12(3). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/1/27_2017.pdf (accessed: 20.09.2022). In Russ.
7. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide. Biomarkers and isotopes in petroleum systems and Earth history. Ed. 2. Book 2. Cambridge: Cambridge University Press; 2005. 1155 p.
8. Bushnev D.A., Burdel'naya N.S., Shadrin A.N., Fadeeva N.P., Smirnov M.B. Organic Matter of Domanik Deposits of the Timan-Pechora Basin: the Oil Window Conditions. *Geologiya i geofizika*. 2021;62(8):1048–1055. DOI: 10.2113/RGG20204303. In Russ.
9. Tisso B., Vel'te D. Obrazovanie i rasprostranenie nefti i gaza [Oil and gas generation and propagation]. Moscow: Mir; 1981. 504 p. In Russ.
10. Bushnev D.A., Burdel'naya N.S., Shadrin A.N., Derevesnikova A.A. The domanik deposits of the Denisovsky downfold according to the core data of the Komandirshor-12 well. *Vestnik Instituta geologii Komi NTS URO RAN*. 2017;271(7):12–20. DOI: 10.19110/2221-1381-2017-7-12-20. In Russ.
11. Jacob H. Classification, structure, genesis and practical importance of natural solid oil bitumen (“migrabitumen”). *Int. J. Coal Geol.* 1989;11(1):65–79. DOI: 10.1016/0166-5162(89)90113-4.
12. Landis C.R., Castañó J.R. Maturation and bulk chemical properties of a suite of solid hydrocarbons. *Org. Geochem.* 1994;22:137–149.
13. Vassoevich N.B. Proiskhozhdenie nefti. *Vestnik MGU. Ser. 4, Geologiya*. 1975;(5):3–23. In Russ.
14. Espitalie J. Use of T_{max} as a maturation index for different types of organic matter. Comparison with vitrinite reflectance. In: *Thermal Modeling in Sedimentary Basins* (ed. by J. Burrus). Paris: Editions Technip; 1986. pp. 475–496.
15. Peters K.E. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *AAPG Bull.* 1986;70(3):318–329. DOI: 10.1306/94885688-1704-11D7-8645000102C1865D.
16. Waples D.W., Machihara T. Biomarkers for geologist – a practical guide to the application of steranes and triterpanes in petroleum geology. *AAPG methods and exploration*. 1991;(9):71.
17. Van Graas G.W. Biomarker maturity parameters for high maturities: Calibration of the working range up to the oil/condensate threshold. *Org. Geochem.* 1990;16(4–6):1025–1032. DOI: 10.1016 /0146-6380(90)90139-q.
18. Radke M. Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils. *Mar. Pet. Geol.* 1988;5:224–236.
19. Bazhenova T.K., Shimansky V.K., Vasilyeva V.F., Shapiro A.I., Yakovleva L.A., Klimova L.I. Organic geochemistry of the Timan-Pechora Basin. St. Petersburg: VNIGRI; 2008. 162 p. In Russ.
20. Bazhenova T.K. Osnovy regional'noi organicheskoi geokhimii [Fundamentals of regional organic geochemistry]. Moscow: GEOS; 2020. 120 p. In Russ.
21. Larskaya E.S. Diagnostika i metody izucheniya neftegazomaterinskikh tolshch [Diagnostics and methods for studying oil and gas source rocks]. Moscow: Nedra; 1983. 200 p. In Russ.
22. Kontorovich A.E., Bogorodskaya L.I., Golyshv S.I. Raspredelenie stabil'nykh izotopov ugleroda v sedikachitakh razlichnoi geneticheskoi prirody [Distribution of stable carbon isotopes in sediments of various genetic base]. *Geologiya i geofizika*. 1985;(7):3–11. In Russ.
23. Anishchenko L.A., Savel'eva A.A., Kotik I.S. Ehvolutsionno-geneticheskie tipy neftyanykh sistem Denisovskoi i Khoreiverskoi vpadin i perspektivy ikh poiskov [Evolutionary and genetic types of oil systems of the Denisov and Khoreyver depressions and prospects for their exploration]. *Materialy yubileinoi nauchno-prakticheskoi konferentsii, posvyashchennoi 75-letiyu Timano-Pechorskogo nauchno-issledovatel'skogo tsentra*. Kirov: Kirovskaya oblastnaya tipografiya; 2014. pp. 66–72. In Russ.

Информация об авторах**Котик Иван Сергеевич**

Кандидат геолого-минералогических наук,
старший научный сотрудник
Институт геологии имени академика Н.П. Юшкина
ФИЦ Коми НЦ УрО РАН,
167982 Сыктывкар, ул. Первомайская, д. 54
e-mail: ivkotik@gmail.com
ORCID ID: 0000-0003-1209-174X

Саетгараев Альмир Дамирович

Главный геолог,
заместитель генерального директора
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»,
169710 Усинск, ул. Нефтяников, д. 31
e-mail: almir.saetgaraev@lukoil.com

Котик Ольга Сергеевна

Кандидат геолого-минералогических наук,
старший научный сотрудник
Институт геологии имени академика Н.П. Юшкина
ФИЦ Коми НЦ УрО РАН,
167982 Сыктывкар, ул. Первомайская, д. 54
e-mail: olya.procko@gmail.com
ORCID ID: 0000-0002-0417-9488

Бушнев Дмитрий Алексеевич

Доктор геолого-минералогических наук,
главный научный сотрудник
Институт геологии имени академика Н.П. Юшкина
ФИЦ Коми НЦ УрО РАН,
167982 Сыктывкар, ул. Первомайская, д. 54
e-mail: boushnev@geo.komisc.ru
ORCID ID: 0000-0002-3860-944X

Валяева Ольга Викторовна

Кандидат геолого-минералогических наук,
старший научный сотрудник
Институт геологии имени академика Н.П. Юшкина
ФИЦ Коми НЦ УрО РАН,
167982 Сыктывкар, ул. Первомайская, д. 54
e-mail: valyaeva@geo.komisc.ru
ORCID ID: 0000-0003-3479-4673

Савельева Ангелина Ахметовна

e-mail: savelievaangelina1945@gmail.com

Information about authors**Ivan S. Kotik**

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Senior Researcher
Institute of Geology
FRC Komi SC UB RAS,
54, ul. Pervomayskaya, Syktyvkar, 167982, Russia
e-mail: ivkotik@gmail.com
ORCID ID: 0000-0003-1209-174X

Almir D. Saetgaraev

Chief Geologist,
Deputy Director General
LLC LUKOIL-Komi,
31, ul. Neftyanikov, Usinsk, 169710, Russia
e-mail: almir.saetgaraev@lukoil.com

Olga S. Kotik

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Senior Researcher
Institute of Geology
FRC Komi SC UB RAS,
54, ul. Pervomayskaya, Syktyvkar, 167982, Russia
e-mail: olya.procko@gmail.com
ORCID ID: 0000-0002-0417-9488

Dmitry A. Bushnev

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief Researcher
Institute of Geology
FRC Komi SC UB RAS,
54, ul. Pervomayskaya, Syktyvkar, 167982, Russia
e-mail: boushnev@geo.komisc.ru
ORCID ID: 0000-0002-3860-944X

Olga V. Valyaeva

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Senior Researcher
Institute of Geology
FRC Komi SC UB RAS,
54, ul. Pervomayskaya, Syktyvkar, 167982, Russia
e-mail: valyaeva@geo.komisc.ru
ORCID ID: 0000-0003-3479-4673

Angelina A. Savelieva

e-mail: savelievaangelina1945@gmail.com