

УДК 552.5

РЕЗУЛЬТАТЫ ТОМОГРАФИЧЕСКОГО И ГЕОХИМИЧЕСКОГО ИЗУЧЕНИЯ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ВЫСОКОУГЛЕРОДИСТЫХ ТОЛЩ ДОМАНИКОВОГО ТИПА ЮЖНОЙ ЧАСТИ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА



О. М. ПРИЩЕЛА,
зав. кафедрой, д-р геол.-минерал. наук



В. С. НИКИФОРОВА,
старший преподаватель, канд. геол.-минерал. наук, nikiforova_vs@pers.spmi.ru

Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II,
Санкт-Петербург, Россия

Введение

Доманиковая формация является второй по значимости высокоуглеродистой формацией в России. Комплекс отложений доманикового (семилукского) горизонта и его фациальных аналогов (до турнейского яруса нижнего отдела каменноугольной системы включительно) широко распространен в пределах Восточно-Европейской платформы – территория Волго-Уральского и Тимано-Печорского осадочных бассейнов [1–3]. Традиционно доманиковую формацию рассматривали как нефтегазоматеринскую толщу [4–6].

Изучению отложений доманикового типа как нетрадиционной нефтегазовой системы не только генерирующей, но и аккумулирующей углеводороды (УВ) посвящены работы последних лет [4, 7–12].

Характерной особенностью формации является высокое содержание органического вещества (ОВ) в отдельных прослоях морского генезиса (содержание общего органического углерода $C_{орг}$ достигает 25 %) на нескольких стратиграфических уровнях, катагенетическая зрелость которого варьирует от прото- до апокатагенеза в зависимости от тектонического положения района и истории его погружения (прогрева) [13–15].

Несмотря на широкое распространение, промышленную добычу УВ из нетрадиционных низкопроницаемых «сланцевых» коллекторов в России практически не вели. Все

Проведены исследования низкопроницаемых высокоуглеродистых отложений в пределах Тимано-Печорского осадочного бассейна. Изучены фильтрационно-емкостные свойства отложений данной формации. По результатам исследований выполнена оценка потенциала наиболее перспективных участков для дальнейшего изучения и освоения нетрадиционных скоплений углеводородов.

Ключевые слова: Тимано-Печорский осадочный бассейн, высокоуглеродистые толщи, доманиковые отложения, рентгеновская микротомография, пиролиз, рассеянное органическое вещество, трудноизвлекаемые запасы

DOI: 10.17580/gzh.2024.09.05

наиболее часто обсуждаемые примеры освоения и баженовских, и доманиковых отложений чаще всего не относятся непосредственно к глинистым (сланцевым), кремнисто-карбонатно-глинистым коллекторам низкого качества, а являются объектом добычи сырья из стратиграфически разновозрастных формаций с «отложениями доманикового типа» (по терминологии С. Г. Неручева [16, 17]) или отдельных прослоев, представленных карбонатными (радиоляритовыми) или кремнисто-карбонатными, преимущественно органогенного и шельфового происхождения фациями [18].

Для получения представления о нефтегазовом потенциале был использован массив архивной информации, включающей данные по литологии, фильтрационно-емкостным свойствам и геохимии ОВ, что в некоторых случаях позволит использовать полученные результаты для локализации дальнейших геологоразведочных работ, ограничив их зонами палеогенерации УВ с возможностью сохранения скоплений нефти и газа при литолого-фациальном контроле, определяющем первичные условия накопления значительного количества ОВ в породах доманикового типа [19].

Методика исследований

Комплекс исследований включал макро- и микроскопическое описание образцов (400 ед.), проведение геохимических исследований методом Rock-Eval (310 проб), битуминологические (хроматографические) исследования битумоидных экстрактов (70 вытяжек) и микротомографические исследования керна (120 первичных ненарушенных проб, 70 вторичных проб после извлечения ненарушенных проб). Для сравнения

Таблица 1. Результаты пиролитического изучения доманика и доманиковых отложений из естественных обнажений Тимано-Печорского бассейна

Возраст	Литология	S ₁ , мгУВ/г породы	S ₂ , мгУВ/г породы	T _{max} , °С	C _{орг} , %	НI, мгУВ/ г ТОС	S ₁ /ТОС, г/кг
D ₃ vt	Глина, мергель, глинистый известняк	0,02	0,14	418	0,3	47,6	6,7
D ₃ f ₂ (dm)	Аргиллит известковистый темный	10,19	91,29	417	14,18	637,83	1,3
D ₃ f ₂ (dm)	Глинистый сланец	9,39	86,52	419	13,22	655,29	71
D ₃ f ₂ (dm)	Мергель	7,26	70,68	420	10,75	630,9	67,5
D ₃ f ₂ (dm)	Известняк и глинистый известняк	3,81	42,6	420	6,82	553,6	55,9
D ₃ f ₂ (ujr)	Глина	0,14	4,62	426	1,53	289	9,1
D ₃ f ₂ dm ₁	Глинистый известняк, известковистый аргиллит	7,44	73,15	420	10,64	676	70,1
D ₃ f ₂ -f ₃	Среднее по 5 обнажениям (без чистых известняков)	6,22	59,69	419,97	9,35	586,94	66,5

Примечание. S₁ – количество свободных углеводородов в поровом пространстве породы, термодесорбирующихся при температуре 300 °С; S₂ – остаточный генерационный потенциал осадочной породы – та часть породы, которая еще не успела превратиться в нефть и газ в ходе ее естественной эволюции; T_{max} – температура максимума пика S₂.

результатов также проводили рентгенофазовый анализ (РФА) отдельных образцов из каждой исследуемой группы.

Для исследований были использованы данные ВНИГРИ (база данных по геохимии органического вещества, битуминологии и литологии), накопленные по результатам проведенных в 1970–2020 гг. работ и включающие более 3500 определений C_{орг} и битуминологии; также были использованы материалы Тимано-Печорского Научно-исследовательского центра (г. Ухта) о литолого-фациальном изучении доманиковых отложений (г. Ухта) и результаты завершенных современных региональных и зональных исследований по нефтегазонасности Тимано-Печорского региона [20, 21].

Обсуждение результатов

По результатам проведенных исследований установлено, что содержание органического углерода C_{орг} в доманиковых отложениях, как правило, варьирует от 1 до 13,5 %, при этом встречаются и прослои типичных горючих сланцев со значительно более высоким содержанием C_{орг} – до 25–27 % [22, 23]. При изучении отложений доманика Ухтинского района установлено содержание C_{орг}, превышающее в отдельных образцах 25 %.

Доманиковые породы содержат сапропелевое ОВ I и II типов с содержанием C_{орг} в диапазоне 1–30 % (мас.). Среднее содержание в расчете на формацию составляет около 5 % (мас.) [24].

Водородные индексы (НI – Hydrogen index) колеблются в пределах 500–700 мг/г, документируя склонную к образованию нефти природу ОВ. Характерным является и то, что почти на всех площадях, где выявлены скопления углеводородного сырья, присутствуют нефтегазоматеринские толщи доманика с высоким уровнем его зрелости.

Органическая геохимия осадочного разреза Волго-Уральского нефтегазонасного бассейна (НГБ) на породном уровне изучена достаточно подробно и изложена в работах

[1, 4, 9–11]. Обогащенные ОВ горизонты девона и нижнего карбона в целом схожи с таковыми в пределах Тимано-Печорского НГБ [25, 26]. Однако региональное распространение имеет только нижняя семилукская часть (D₃f₂) доманиковой формации [27]. Верхняя же ее часть (D₃f₃-C₁t) развита лишь в пределах Камско-Кинельских прогибов. При этом доманиковая формация является наиболее значимым нефтегазоматеринским горизонтом Волго-Уральского региона и оценивается как крупнейшая по остаточному нефтяному потенциалу – более 20 млрд т [28].

В табл. 1 представлены результаты пиролитических исследований образцов методом Rock-Eval.

Установлено, что наименьшее содержание C_{орг} характерно преимущественно для карбонатных пород – содержание C_{орг} здесь редко превышает 1 %. При этом в них наблюдается некоторое увеличение НI при пониженных значениях T_{max}, что может свидетельствовать о наличии в этих интервалах уже перемещенных УВ (рис. 1).

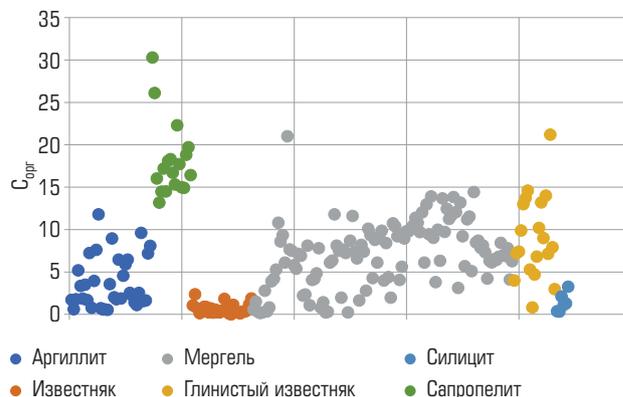
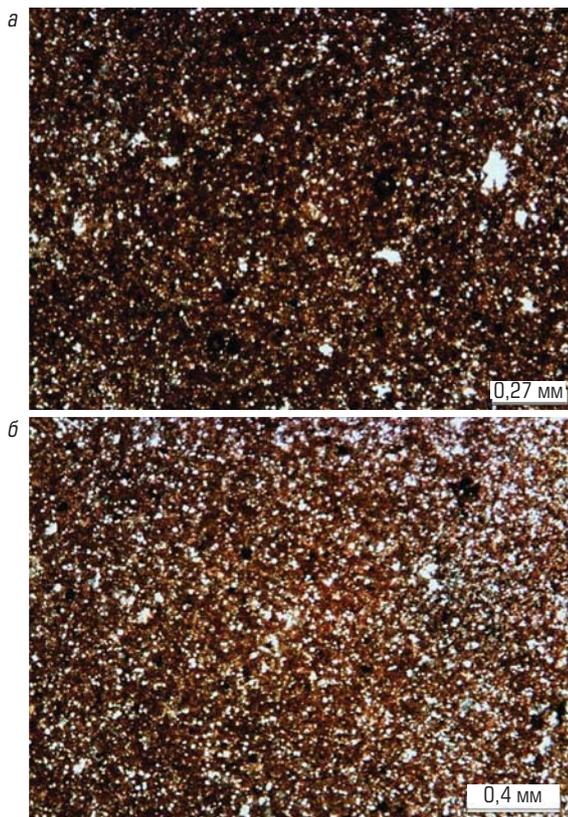


Рис. 1. Распределение содержания C_{орг} (%) по выделенным литотипам среднего-верхнего франа (зоны катагенеза МК₂-МК₃)

Таблица 2. Сравнительные данные хлороформной экстракции битумоида из холодной пробы в кусках и «стандартной» – из дробленой породы, $D_{3dm} - D_{2sr}$

Проба	Образец							
	1	4	5	6	7	8	9	10
Холодная в кусках	0,049	0,585	0,248	0,085	0,053	0,090	0,046	0,016
«Стандартная» из дробленой породы	0,270	0,781	0,362	1,146	0,320	0,300	0,230	0,152
Отношение холодной к «стандартной»	0,180	0,75	0,69	0,07	0,17	0,30	0,20	0,11
Доля холодного битумоида, %	15,36	42,38	40,66	6,90	14,21	23,08	16,67	9,644

**Рис. 2.** Визуализация шлифа карбонатно-глинистого образца доманиковых отложений, обогащенных органическим веществом зоны высокого катагенеза до экстракции (а) и после нее (б)

Образцы пород из скважин с небольшой глубиной залегания доманиковых отложений содержат ОВ I и II типов, степень зрелости несколько выше ($T_{max} = 413\div 429\text{ }^{\circ}\text{C}$), чем на обнажениях (градация катагенеза MK_{1-2}) [29]. Содержание $C_{орг}$ в них варьирует от 2 до 15 %, а в сапропелитах превышает 20 %. Водородный индекс HI керогена, содержащегося в породах этого типа, составляет 360–800 мг УВ в 1 г общего органического углерода ТОС (ТОС – Total organic carbon).

Изучение образцов керн доманиковых отложений в глубоких скважинах показало, что все они относятся к I или II типу ОВ со степенью зрелости от MK_2 до M_{3-4} ($T_{max} = 439\div 463\text{ }^{\circ}\text{C}$),

что существенно выше, чем в образцах естественных обнажений и в неглубоких скважинах. Содержание $C_{орг}$ в них варьирует от 0,2 до 11,8 % (в среднем 2,3 %). Водородный индекс HI керогена, содержащегося в породах этого типа, составляет 350–660 мг УВ/г ТОС (в среднем 260 мг УВ/г ТОС).

Важнейшим фактором для оценки реальной промышленной значимости отложений является необходимость разделять объемы сконцентрированных – паравтохтонных (оторвавшихся от матрицы) битумоидов, сохранившихся в толще генерации и способных к сорбции [30], и объемы рассеянных битумоидов (нереализованный генерационный потенциал), оцененных «в свободном поровом пространстве» [31, 32].

Эксперименты по сравнению емкостного пространства пород до и после экстракции хлороформно-битумным анализом (ХБА) показали системное увеличение значений общей и открытой пористости, наиболее характерное для образцов обнажений, образцов доманика с малых глубин и низких зон катагенеза PK_3-MK_{1-2} . В образцах доманика из скважин с глубины 2,5 и 3,5 км увеличение пористости при экстракции ХБА было крайне незначительным и свойственно только отдельным образцам с карбонатной (минеральной) матрицей (рис. 2).

Сравнение объемов битумоидов, полученных при экстракции ХБА разными способами (в неразрушенных и дробленых образцах, «холодным» и стандартным способами с нагревом образцов) свидетельствует о существенно разном выходе битумоидов (табл. 2), что следует учитывать при моделировании процессов генерации, эмиграции и проведении дополнительных исследований.

В изученных образцах доманика со средних и больших глубин и из районов со средним и высоким катагенезом не выявлена незалеченная трещиноватость, что не позволяет рассчитывать с учетом низкой пористости на значительный дополнительный емкостной объем и формирование коллекторов за счет трещиноватости (рис. 3).

Полученные данные в существенной мере заставляют различать подходы, базирующиеся на использовании широкоприменяемого метода подсчета емкостных свойств пород [33], разработанного применительно к плотным карбонатным породам и базирующиеся на оценке емкостных параметров матрицы пород, уже занятой сформированными углеводородами при их генерации [34].

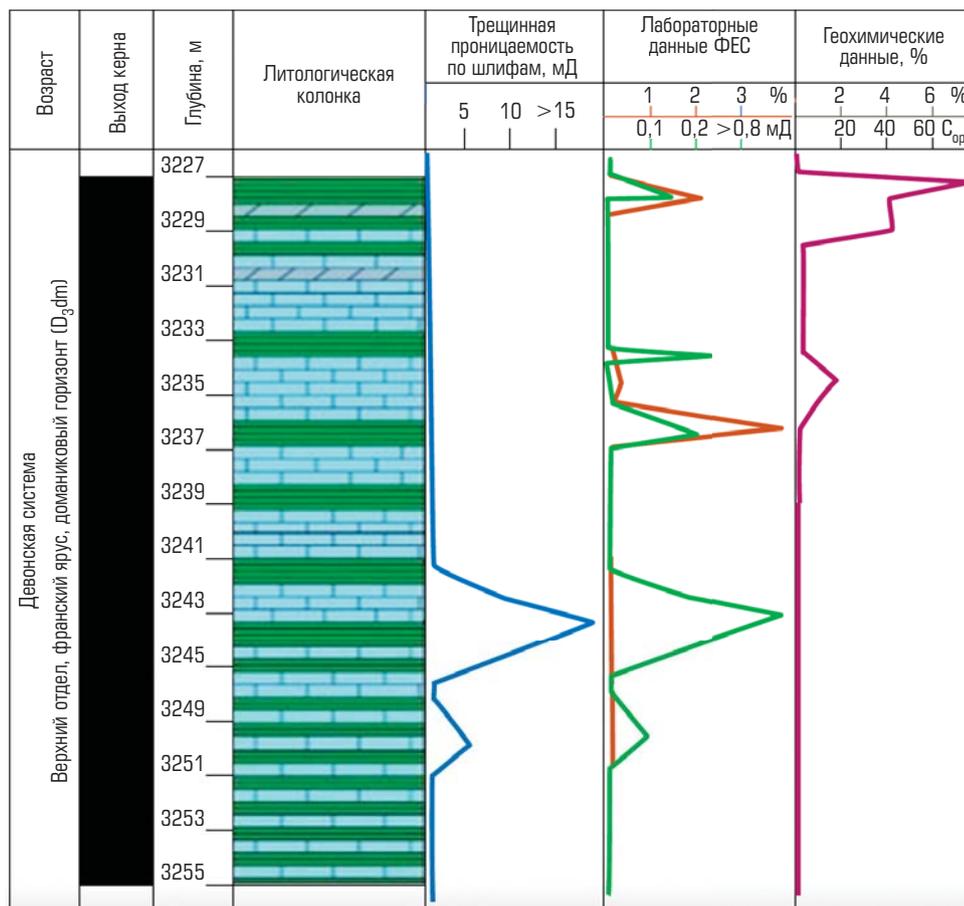


Рис. 3. Разрез доманика, вскрытого скважинами в пределах Печоро-Колвинского авлакогена

Высокоуглеродистая формация при наличии карбонатной матрицы обладает пустотным пространством, которое формируется за счет матричной пористости, а также каверн, трещин и пустот между слоями, увеличивающими объем пустотного пространства на несколько процентов [35]. Как следствие, для резервуара высокоуглеродистой формации необходимо измерять не коэффициент пористости, который слишком мал, чтобы считать породу коллектором, а объем пустотного пространства, включающий как матричную пористость, так и объем трещин, каверн и межслойного пространства.

Метод рентгеновской микротомографии основан на свойстве вещества поглощать рентгеновские лучи. Использование рентгеновской микротомографии в качестве эффективного экспресс-метода для изучения внутреннего строения пород [36–38], а также оценки параметров порового пространства коллекторов широко освещено многими исследователями [39–41]. Сканирование образцов выполнено на томографе SkyScan 1173 с пространственным разрешением 17–20 мкм/пиксель, шаг поворота – 0,15°. Съемку образцов осуществляли с использованием латунного фильтра.

Для обработки результатов сканирования использовали специализированное программное обеспечение – CTAn, CTvox, CTVol. Для изученных образцов были построены 3D-модели

полного объема образца, 3D-модели карбонатной минеральной матрицы и 3D-модель распределения пор в объеме образца (рис. 4).

На рис. 5 представлены графики сравнения общей пористости образцов из обнажений доманиковых сланцевых отложений (до и после экстракции ХБА), определенной с применением рентгеновской микротомографии. В высокоуглеродистой формации средние значения матричной пористости пород, слагающих эту формацию, редко превышают 1–4 %, хотя иногда могут достигать 6–8 % и более в отдельных пластах.

По результатам проведенных микротомографических исследований установлены следующие особенности:

- пористость имеет бессистемный характер;
- матричная пористость практически всех изученных высокоуглеродистых глинистых и глинисто-карбонатных разностей крайне низкая; для большинства изученных образцов она составляет менее 1 %, с самыми высокими отдельными значениями в образцах из обнажений, расположенных в зоне низкого катагенеза, и самыми низкими значениями пористости образцов, расположенных на глубине 2,5 км и более в зоне катагенеза МК₃₋₄;

• наибольшая пористость во всех зонах глубин и катагенеза характерна для образцов доманиковых отложений с карбонатной минеральной матрицей.

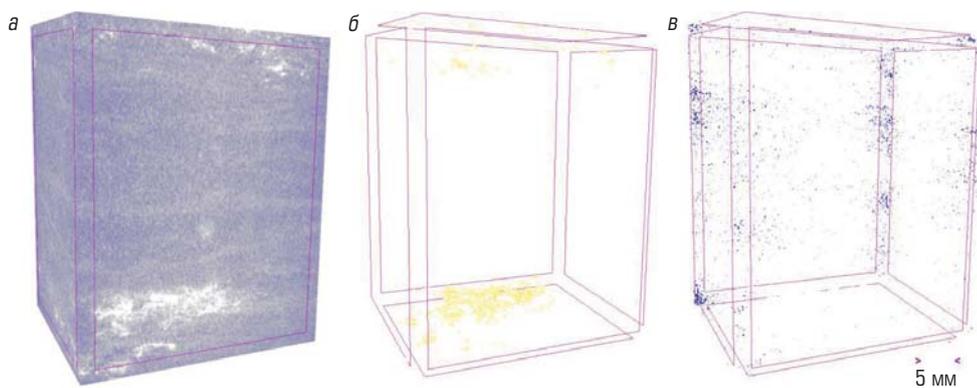


Рис. 4. Визуализация отсканированного образца доманиковых отложений зоны среднего катагенеза (а), визуализация карбонатной минеральной матрицы в объеме образца (б) и визуализация распределения пор в объеме образца (в)

Заключение

Как показали аналитические исследования на образцах доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна, для оценки пустотного пространства высокоуглеродистой формации необходимо использовать современные методы микроскопии и томографии, которые в совокупности позволяют моделировать пустотное пространство кремнисто-карбонатных пород высокоуглеродистой формации.

С учетом результатов проведенных исследований и рассмотренных подходов к оценке потенциала можно выделить наиболее перспективные участки для дальнейшего изучения и освоения нетрадиционных скоплений УВ в высокоуглеродистой доманиковой формации на территории Тимано-Печорского осадочного бассейна связаны в первую очередь с проявлениями низкого и среднего мезокатагенеза (МК₁-МК₂), распространенными на площади более чем 80 тыс. км². Эти участки можно рассматривать как первоочередные для реализации технологий извлечения нефти и/или газа из низкопористых сланцевых коллекторов.

Результаты изучения фильтрационно-емкостных свойств в комбинации с исследованием вытяжек битумоидов позволяют надеяться на локализацию участков, пригодных для освоения при росте цен на углеводородное сырье на рынке.

Результаты исследований можно рассматривать как один из вариантов количественной оценки ресурсов УВ в пределах

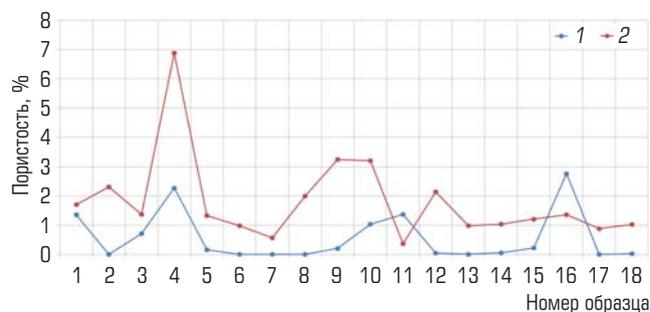


Рис. 5. Открытая пористость изученных образцов по результатам микротомографии до (1) и после (2) экстракции ХБА из зоны низкого катагенеза (ПК₃-МК₁)

нетрадиционных коллекторов высокоуглеродистых формаций РФ, они могут быть распространены на другие регионы, в первую очередь на Волго-Уральскую нефтегазоносную провинцию [42–45].

Библиографический список

См. англ. блок.

«GORNYI ZHURNAL», 2024, № 9, pp. 34–40
DOI: 10.17580/gzh.2024.09.05

Tomography and geochemistry of low-permeable high-carbon Domanik-type strata in the south of the Timan–Pechora sedimentary basin

Information about authors

O. M. Prishchepa¹, Head of Department, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences
V. S. Nikiforova¹, Senior Lecturer, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, nikiforova_vs@pers.spmi.ru
¹Empress Catherine II Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg, Russia

Abstract

Widely spread within the limits of the Timan–Pechora sedimentary basin, low-permeable high-carbon strata of the late Devonian–early Carbonic time (middle-to-upper Frasnian, Famennian and Tournaisian levels) formed during late transgression–early regression of the sea under conditions of intense progradation of the carbonate platform west–eastwards from the Timan Ridge towards the Ural Ridge. The strata in the relatively deep part of the marine sedimentary basin, within a wide stratigraphic range and with high content of organic matter attract interest of researchers as oil and gas source rocks and as oil and gas reservoirs (with hydrocarbons enclosed in non-conventional low-porous and low-permeable “shale” reservoir rocks). The geochemistry and micro tomography reveal some features of the structure and

composition of the Domanik horizon rock mass: the organic carbon content C_{org} ranges from 1 to 13.5 % but there are some interlayers with C_{org} to 25–27 %; all test samples belong to type I or II of organic matter at a maturity from MK_2 to $M_{3,4}$; the comparison of the rock porosity before and after the chloroform–bitumen extract analysis reveals a regular increase in the values of the general and open porosity, which is the most typical of samples from exposures, as well as to the Domanik samples from shallow depths and low catagenesis zones PK_3 – $MK_{1,2}$; the highest porosity in all zones of depths and catagenesis is intrinsic to the Domanik samples with a carbonate mineral matrix.

The analysis of the permeability and porosity of the Domanik sediments is required for the detail description of the organic carbon distribution over the section, and for the assessment of its catagenetic maturation by a set of geochemical indicators.

Keywords: Timan–Pechora sedimentary basin, high-carbon strata, Domanik sediments, X-ray microtomography, pyrolysis, dissipated organic matter, hard-to-recover reserves.

References

- Kiryukhina T. A., Bolshakova M. A., Stoupakova A. V., Korobova N. I., Pronina N. V. et al. Lithological and geochemical characteristics of domanic deposits of Timan–Pechora Basin. *Georesursy*. 2015. No. 2(61). pp. 87–100.
- Neruchev S. G. Source Beds and Migration of Oil : Analysis of Organic Matter in Sedimentary Rocks. Leningrad : Gostoptekhizdat, 1962. 224 p.
- Fortunatova N. K., Varlamov A. I., Kanev A. S., Poroskun V. I., Baranova A. V. et al. Structure and assessment of the oil potential of carbonaceous carbonate–siliceous Domanik deposits in the Volga–Ural oil and gas province. *Russian Geology and Geophysics*. 2021. Vol. 62, No. 8. pp. 929–946.
- Bazhenova T. K. Petroleum source formations of the Russian ancient platforms and their petroleum potential. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2016. Vol. 11, No. 4. DOI: 10.17353/2070-5379/45_2016
- Burdelnaya N. S., Derevensnikova A. A., Bushnev D. A. Off-line pyrolysis of kerogen from Domanik deposits of the Timan–Pechora basin. *Vestnik Instituta geologii Komi NTs URO RAN*. 2016. No. 9–10. pp. 3–7.
- Neruchev S. G., Vassoevich N. B., Lopatin N. V. Catagenesis Scale in the Context of Oil and Gas Formation. Anthracides : Reports of Soviet Geologists at International Geology Congress Session XV. Moscow : Nauka, 1976. pp. 47–62.
- Khisamov R. S., Gubaydullin A. A., Bazarevskaya V. G., Yudinsev E. A. Geology of Carbonate Structurally Complex Devonian and Carbonic Reservoirs in Tatarstan. Kazan : Fen, 2010. 283 p.
- Prishchepa O. M., Borovikov I. S., Grokhotov E. I. Oil and gas content of the understudied part in the northwest of the Timan–Pechora oil and gas province according to the results of basin modeling. *Journal of Mining Institute*. 2021. Vol. 247. pp. 66–81.
- Fortunatova N. K., Shvets-Teneta-Gurii A. G., Bushueva M. A., Kanev A. S., Luchina S. A. et al. Methodology of lithologically screened and lithological oil and gas traps prediction in Upper Devonian–Tournaisian and Lower Permian carbonate plays of eastern Volga–Urals Petroleum Province. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2019. No. 3. pp. 23–38.
- Varlamov A. I., Melnikov P. N., Poroskun V. I., Fortunatova N. K., Petersilye V. I. et al. Unconventional oil reservoirs in high-carbon carbonate–siliceous Domanik formations, Volga–Urals Province: Results of studies and future development trends. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2020. No. 6. pp. 33–52.
- Varlamov A. I., Petersilye V. I., Poroskun V. I., Fortunatova N. K., Komar N. V. et al. Technique of oil reserves estimation in Domanik deposits. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2017. No. 5. pp. 51–65.
- Sannikova I. A., Bolshakova M. A., Stupakova A. V., Sautkin R. S., Suslova A. A. et al. Modeling of hydrocarbon generation by Domanic source rock of the Timan–Pechora basin using different kinetics of kerogen decomposition. *Georesursy*. 2017. Special issue. pp. 65–79.
- Astakhov S. M. The vitrinite maturation model refinement due to increased reflectance in the overstressed areas. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2014. No. 3. pp. 64–74.
- Bushnev D. A. Organic matter of the Ukhta Domanik. *Doklady Earth Sciences*. 2009. Vol. 426, No. 4. pp. 677–680.
- Gurari F. G. Domanikites and their oil and gas content. *Sovetskaya geologiya*. 1980. No. 11. pp. 3–12.
- Neruchev S. G., Rogozina E. A., Zelinchenko I. A. et al. Oil and Gas Formation in Domanik-Type Sediments. Leningrad : Nedra, 1986. 246 p.
- Neruchev S. G. (Ed.). Reference Book on Oil and Gas Geochemistry. Saint-Petersburg : Nedra, 1998. 576 p.
- Kiryukhina T. A., Fadeeva N. P., Stupakova A. V., Poludetkina E. N., Sautkin R. S. Domanik deposits of Timan–Pechora and Volga–Ural basins. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2013. No. 3. pp. 76–87.
- Bazhenova T. K., Shimanskiy V. K., Vasileva V. F., Shapiro A. I., Yakovleva (Gembitskaya) L. A. et al. Organic geochemistry of the Timan–Pechora basin. Saint-Petersburg : VNIIGRI, 2008. 164 p.
- Bogatsky V. I., Bogdanov N. A., Kostyuchenko S. L., Senin B. V., Sobolev S. F. et al. Explanatory Notes for the Tectonic Map of the Barents Sea and the Northern Part of European Russia, Scale 1:2 500 000. Moscow : Institute of the Lithosphere, Russian Academy of Sciences, 1996. 101 p.
- Kontorovich A. E., Burshtein L. M., Livshits V. R. The Theory of Naphthidogenesis: A quantitative model of the catagenetic evolution of aquatic organic matter. *Russian Geology and Geophysics*. 2021. Vol. 65, No. 8. pp. 840–858.
- Larskaya E. S. Diagnostics and Analysis Techniques for Oil and Gas Source Beds. Moscow : Nedra, 1983. 196 p.
- Tissot B. P., Welte D. H. Petroleum Formation and Occurrence: A New Approach to Oil and Gas Exploration. 2nd revised and enlarged edition. Berlin : Springer-Verlag, 1984. 538 p.
- Pairazian V. V. Petroleum geochemistry of the Timan–Pechora basin. *First Break*. 1993. Vol. 11, No. 7. DOI: 10.3997/1365-2397.1993013
- Saeed S. A., Hakimi M. H., Al-Muntaser A. A., Khamieva A. N., Varfolomeev M. A. et al. Geochemical, mineralogical and petrographical characteristics of the domanic formation from north samara region in the volga-ural basin, Russia: Implication for unconventional tight oil reservoir potential. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2023. Vol. 220. ID 111240.
- Liang X., Jin Z., Philippov V., Obryadchikov O., Zhong D. et al. Sedimentary characteristics and evolution of Domanik facies from the Devonian–Carboniferous regression in the southern Volga–Ural Basin. *Marine and Petroleum Geology*. 2020. Vol. 119. ID 104438.
- Lindquist S. J. The Timan–Pechora Basin Province of Northwest Arctic Russia: Domanik–Paleozoic Total Petroleum System : Open-File Report 99-50-G. Denver : U. S. Geological Survey, 1999. 40 p.
- Averyanova O. Yu., Morariu D. Assessments complexity of petroleum systems hydrocarbon potential. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2016. Vol. 11, No. 3. DOI: 10.17353/2070-5379/32_2016
- Bushnev D. A., Burdelnaya N. S. Modeling of oil generation by Domanik carbonaceous shale. *Petroleum Chemistry*. 2013. Vol. 53, No. 3. pp. 145–151.
- Astakhov S. M. Chemical kinetics of organic matter transformation of petroleum source rocks. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2016. Vol. 11, No. 1. DOI: 10.17353/2070-5379/5_2016
- Vassoevich N. B. Theory of sedimentation and migration-based origination of oil (historical review and present-day situation). *Izvestiya Akademii nauk SSSR. Seriya geologicheskaya*. 1967. Vol. 31, No. 11. pp. 135–156.
- Vassoevich N. B. Formation of hydrocarbon gases during lithogenesis. *Genesis of Hydrocarbon Gases and Deposit Formation : Collected Book*. Moscow : Nauka, 1977. pp. 20–35.
- Lu S., Li J., Xue H., Chen F., Xu Q. et al. Pyrolytic gaseous hydrocarbon generation and the kinetics of carbon isotope fractionation in representative model compounds with different chemical structures. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*. 2019. Vol. 20, Iss. 4. pp. 1773–1793.
- Zhukov V. S., Kuzmin Y. O. Experimental evaluation of compressibility coefficients for fractures and intergranular pores of an oil and gas reservoir. *Journal of Mining Institute*. 2021. Vol. 251. pp. 658–666. DOI: 10.31897/PMI.2021.5.5
- Galkin S. V., Krivoshchekov S. N., Kozyrev N. D., Kochnev A. A., Mengaliev A. G. Accounting of geomechanical layer properties in multi-layer oil field development. *Journal of Mining Institute*. 2020. Vol. 244. pp. 408–417.
- Romashev A., He D., Aleksandrova T., Nikolaeva N. Technological Typomorphic Associations in Caustobolites and Methods of Their Extraction. *Metals*. 2021. Vol. 1(11). pp. 1–12. DOI: 10.3390/met11010121

39. Zakharov L. A., Martyushev D. A., Ponomareva I. N. Predicting dynamic formation pressure using artificial intelligence methods. *Journal of Mining Institute*. 2022. Vol. 253. pp. 23–32. DOI: 10.31897/PMI.2022.11
40. Belozerov I. P., Gubaydullin M. G. Concept of technology for determining the permeability and porosity properties of terrigenous reservoirs on a digital rock sample model. *Journal of Mining Institute*. 2020. Vol. 244. pp. 402–407.
41. Petrakov D. G., Penkov G. M., Zolotukhin A. B. Experimental study on the effect of rock pressure on sandstone permeability. *Journal of Mining Institute*. 2022. Vol. 254. pp. 244–251. DOI: 10.31897/PMI.2022.24
42. Cherdantsev G. A., Zharkov A. M. Prospects for the oil and gas content of the Upper Permian deposits of the southwestern part of the Vilyui syncline based on the analysis of sedimentary environments and geochemical conditions of oil and gas content. *Journal of Mining Institute*. 2021. Vol. 251. pp. 698–711. DOI: 10.31897/PMI.2021.5.9
43. Dvoynikov M. V., Leusheva E. L. Modern trends in hydrocarbon resources development. *Journal of Mining Institute*. 2022. Vol. 258. pp. 879–880.
44. Dvoynikov M. V., Sidorkin D. I., Yurtaev S. L., Grokhotov E. I., Ulyanov D. S. Drilling of deep and ultra-deep wells for prospecting and exploration of new raw mineral fields. *Journal of Mining Institute*. 2022. Vol. 258. pp. 945–955. DOI: 10.31897/PMI.2022.55
45. Cherepovitsyn A. E., Tretyakov N. A. Development of New System for Assessing the Applicability of Digital Projects in the Oil and Gas Sector. *Journal of Mining Institute*. 2023. Vol. 262. pp. 628–642.

УДК 550.837

ВАРИАТИВНОСТЬ УДЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ ИЗМЕРЕНИЯХ НА ТОКАХ РАЗНОЙ ЧАСТОТЫ



С. М. ДАНИЛЬЕВ,
доцент, канд. геол.-минерал. наук,
Danilev_sm@pers.spmi.ru



Г. В. СМУК,
студент

Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II,
Санкт-Петербург, Россия

Введение

С позиций общей физики удельное электрическое сопротивление (УЭС) есть коэффициент связи между плотностью постоянного тока проводимости \vec{j} в среде и создаваемого этим током электрического поля \vec{E} (закон Ома в дифференциальной форме) [1]:

$$\vec{j} = \frac{1}{\rho} \vec{E},$$

где ρ – удельное электрическое сопротивление, Ом·м.

Закон Ома в интегральной форме определяется следующим соотношением:

Рассмотрены результаты экспериментальных лабораторных исследований зависимости удельного электрического сопротивления от частоты пропускаемого тока через образцы горных пород.

Получены качественные и количественные соотношения для исследуемых образцов с общей величиной достоверности аппроксимации в основном более 0,97, что позволяет использовать данные зависимости для построения моделей геоэлектрических разрезов по результатам измерений на переменном токе и классических методов сопротивлений.

Ключевые слова: удельное электрическое сопротивление, частотная дисперсия, достоверность аппроксимации, линейная регрессия

DOI: 10.17580/gzh.2024.09.06

$$\vec{j} = \frac{1}{\rho} \vec{E},$$

где I – сила тока, протекающего через проводник, U – полное напряжение в цепи постоянного тока (определяется электродвижущей силой и разностью потенциалов на концах проводника); R – так же, как и ρ , является коэффициентом пропорциональности – электрическим сопротивлением.

Очевидно, что электрическое сопротивление и УЭС связаны, и для проводников цилиндрической (правильной) формы зависимость имеет простой вид:

$$R = \rho \frac{l}{S},$$

где l – длина проводника; S – площадь его сечения.

В соответствии с типом реакции веществ на электрические и электромагнитные поля, в петрофизике все минералы