

УДК 549.08 + 552.47 + 519.67

DOI 10.31087/0016-7894-2019-6-41-46

Формирование пустотного пространства в серпентинитах

© 2019 г. | С.В. Шадрин¹, У.Ю. Азарипина¹, А.А. Шадрин², И.Л. Крицкий¹¹Тюменское отделение «СургутНИПнефть», Тюмень, Россия; svsamber@mail.ru; ulyana.scherbackova@yandex.ru; kritsky-igory@yandex.ru;²Университет Осло, Осло, Норвегия; a.a.shadrin@medisin.uio.no

Поступила 27.09.2019 г.

Принята к печати 03.10.2019 г.

Ключевые слова: *серпентинит; антигорит; лизардит; карбонат; пористость; химический состав; методы машинного обучения.*

Представлены результаты исследования минерального, химического составов и пористости серпентинитов и метасоматитов по серпентинитам. Установлено, что коэффициент пористости и размер пор в серпентинитах обусловлены морфологической разновидностью серпентина — соотношением антигорита и лизардита. В метасоматитах, образовавшихся по серпентиниту и карбонатизированным серпентинитах, формирование пор связано с процессами замещения и укрупнением зерен карбоната при их перекристаллизации. Пористость увеличивается при содержании тонкочешуйчатого серпентина более 10 % и/или карбоната — более 20 %. Тонкочешуйчатый серпентинит с мелкими порами (менее 0,005 мм), соответствующий верхней границе газового коллектора, более пористый, чем крупночешуйчатый серпентинит. Проведен анализ зависимости пористости породы от ее химического состава с помощью методов машинного обучения. Наибольшая достоверность для выявления зависимости получена методом предельно рандомизированных деревьев (Extremely Randomized Trees), обеспечивающим коэффициент детерминации (R_2) для тестовых выборок, в среднем равный 0,777, коэффициент корреляции Пирсона (r) составляет 0,887. Изученный серпентинит является коллектором углеводородов, в котором произошла их естественная сепарация. В разрезе чередуются нефте- и газонасыщенные интервалы: в крупночешуйчатом серпентините отмечаются нефтяные углеводороды, в тонкочешуйчатом — газовые.

Для цитирования: Шадрин С.В., Азарипина У.Ю., Шадрин А.А., Крицкий И.Л. Формирование пустотного пространства в серпентинитах // Геология нефти и газа. – 2019. – № 6. – С. 41–46. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-6-41-46.

Formation of interstitial space in serpentinite

© 2019 | S.V. Shadrina¹, U.Yu. Azarapina¹, A.A. Shadrin², I.L. Kritskii¹¹Tumen branch of “SurgutNIPneft”, Tumen, Russia; svsamber@mail.ru; ulyana.scherbackova@yandex.ru; kritsky-igory@yandex.ru;²University of Oslo, Oslo, Norway; a.a.shadrin@medisin.uio.no

Received 27.09.2019

Accepted for publication 03.10.2019

Key words: *serpentinite; antigorite; lizardite; carbonate; porosity; chemical composition; machine learning methods.*

The paper presents the results of investigations of mineral, chemical composition and porosity of serpentinite and altered serpentinite (metasomatic rocks). It is found that porosity factor and pore size in serpentinite are secondary to morphologic varieties of serpentine – antigorite to lizardite ratio. In metasomatites (carbonate, siliceous-carbonate, and talc-carbonate rocks) – alterations of serpentinite, and carbonated serpentinite, formation of pores is associated with replacement and coarsening of carbonate grains in the process of their recrystallization. Porosity increases when thin-flake serpentinite (lizardite) content exceeds 10% and/or carbonate content exceeds 20 %. Thin-flake serpentinite with small pores (less than 0.005 mm) associated with the gas reservoir top is more porous than the large-flake serpentinite. The relationship between the rock material composition and porosity factor is noted; i.e., chemical composition of the rock (X-ray fluorescence analysis and gamma spectrometry data) in an integrated manner present all secondary alterations, which occurred in the rock; they also contain information on its porosity. Analysis of porosity as a function of its chemical composition is carried out using the machine learning methods. Five methods of different classes are used to create the predictive models of porosity, they are: Elastic Net Regression, Support Vector Regression, Multilayer Perceptron, Random Forest, and Extremely Randomized Trees. The highest reliability for relationship revealing is obtained using the Extremely Randomized Trees method providing an average coefficient of determination (R_2) for test sets equal to 0.777; Pearson coefficient of correlation (r) is 0.887. Thin-flake and, respectively, fine-pore rock texture results in the increased chlorine and bromine because of good anion-exchange properties of serpentine: the larger surface, the more retained component. The studied serpentinite is a hydrocarbon reservoir in which their natural separation occurred. Oil and gas saturated intervals alternate in the section: oil hydrocarbons are found in foliated serpentinite, and gas hydrocarbons in a thin-flake one.

For citation: Shadrina S.V., Azarapina U.Yu., Shadrin A.A., Kritskii I.L. Formation of interstitial space in serpentinite. *Geologiya nefi i gaza*. 2019;(6):41–46. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-6-41-46.

В мире разрабатываются месторождения УВ, коллекторами которых являются серпентиниты и серпентинизированные ультрабазиты. Наиболее крупные из

них — Jatibanico Pool, Southeast Motembo, Vacuranao field (Куба) и Coastal Plains (США) [1, 2]. В ряде работ отмечается наличие причинно-следственной связи тек-

тонических деформаций, серпентинизации ультраосновных пород, генезиса метана, образования скоплений газогидратов. В настоящее время проявление таких процессов зафиксировано во многих окраинных морях: на шельфе Восточного Сахалина, Филиппино-Тайваньской палеодуге, в Карибском регионе [3–5], Атлантике и Арктике [6], в частности на шельфе Восточно-Сибирского моря [5, 7]. Залежи легкой нефти и газа известны в ультраосновных породах и в Западной Сибири — Карабашевская, Усть-Балыкская, Фестивальная площади, Узбекское и Хултурское месторождения, месторождения Кальчинского массива (Севро-Кальчинская, Кальчинская, Восточно-Кальчинская площади).

При поисково-разведочных работах в восточном обрамлении Красноленинского свода были вскрыты серпентиниты, являющиеся коллектором УВ различного фазового состава: в разных скважинах по разрезу отмечаются чередующиеся нефте- и газонасыщенные интервалы (от одного до трех). Для выяснения причины такого фазового распределения породы проведены комплексные работы: задокументирован керн, описаны шлифы, проведены рентгенофлуоресцентный (РФА, спектрометр Thermo ARL ADVANT[®]X 3600, Thermo Electron SA, Швейцария), рентгеноструктурный (РСА, дифрактометр рентгеновский CubiX, PANalytical B.V., Нидерланды), термовесовой (ТВА), прибор Mettler Toledo TGA/DSC 1/1600 HF, Mettler-Toledo, Швейцария), пиролизический (пиролизатор Rock-Eval 6, Vinci Technologies, Франция) анализы, электронная микроскопия (микроанализатор электронно-зондовый JEOL JXA-8230, JEOL Ltd, Япония), петрофизические исследования, анализ зависимости пористости породы от ее химического состава с применением методов машинного обучения.

Серпентиниты — породы от серовато-зеленой до черной окраски, неравномерно карбонатизированные и оталькованные. Вверх по разрезу они переходят в карбонатные метасоматиты. При документации керна было отмечено, что в разрезе серпентинитов встречаются плотные и тонкопористые участки. Это определило направление поиска причины различия участков по плотности, при этом выяснилось, что участки отличаются характером насыщения УВ.

В шлифах наблюдаются массивная, брекчиевидная, полосчатая, пятнисто-такситовая, очаговая, пористая, ячеистая текстуры, перекрещено-пластинчатая, гранолепидобластовая, порфириобластовая структуры. Микроскопически отчетливо наблюдаются зернистые, тонко- и крупночешуйчатые и пластинчатые агрегаты серпентинита. Порфириобласты представлены тальком, антигоритом и актинолитом. Отмеченные особенности свидетельствуют, что протолитами для серпентинитов были дунит-гарцбургиты.

При ультрафиолетовом свете в керне наблюдается ровное голубое свечение нефтяных УВ от среднего до интенсивного, желтым светится карбонат (рис. 1).

Интервалы с газонасыщением на снимках керна в ультрафиолете не дают свечения, но они хорошо ощущаются по запаху на свежем сколе керна и обнаруживаются в шлифах по пузырькам газа, закупоренным смолой. Контакт между нефте- и газонасыщенными интервалами четкий.

Микроскопические исследования показали, что в измененных серпентинитах (карбонатной, кремнисто-карбонатной и тальк-карбонатной породах) поры образовывались за счет процессов замещения и перекристаллизации. В шлифах наблюдаются поры в перекристаллизованном агрегате карбоната (рис. 2) сечением 0,01–0,02 мм (иногда до 1 мм), щелевидные поры между листочками талька и серпентина (рис. 3) раскрытостью до 0,01 мм и длиной 1,5–3 мм.

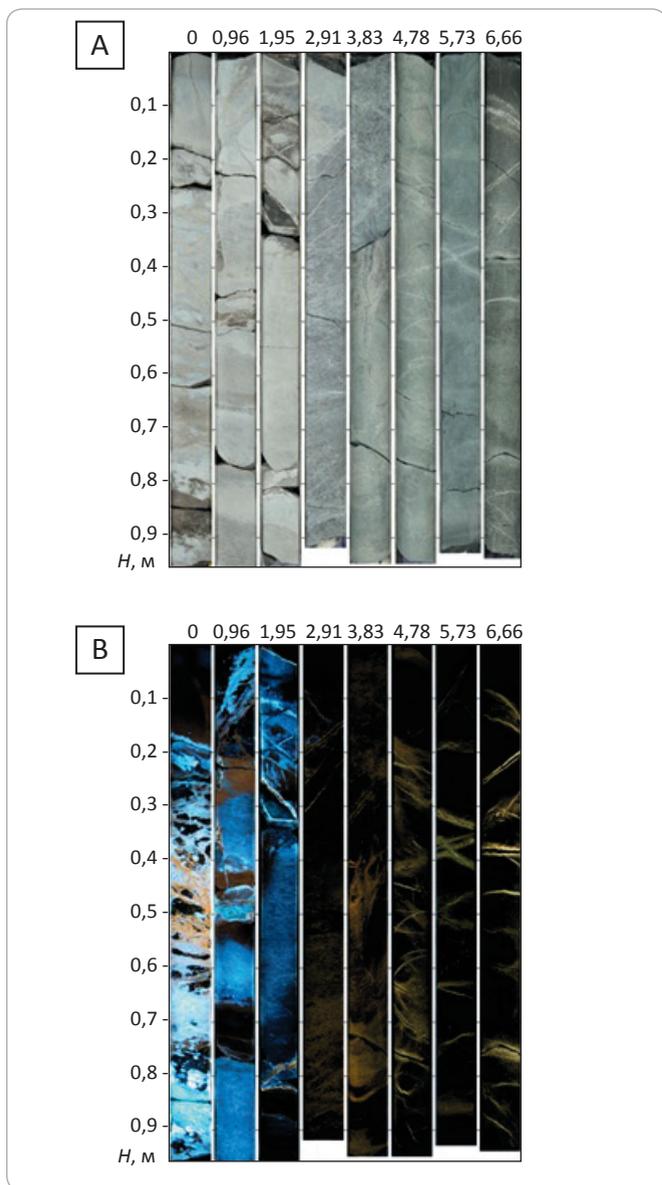
По данным ТВА, преобладающим карбонатным минералом в породе является доломит, присутствующий в двух модификациях с разным соотношением Са, Mg и примесью Fe. Менее распространен магнетит, также отмечаемый в двух модификациях — собственно магнетит и брейнерит.

Насыщение нефтяными УВ отмечается по контуру листочков талька, серпентина, зерен карбонатов, по трещинкам, секущим породу.

В поляризационном микроскопе поры в серпентините и оталькованном серпентините видны только при максимальном увеличении. В сечении они имеют щелевидную или изометричную форму и образуются при расщеплении серпентиновых агрегатов (рис. 4, 5). Поры отчетливо видны при изучении пород под электронным микроскопом (рис. 6, 7).

Методами РСА и ТВА в породе установлено присутствие нескольких структурных разновидностей серпентина (β -лизардит, хризотил, антигорит), талька, хлорита. Породообразующими минералами являются серпентин и тальк. Среди основных модификаций серпентина — лизардит и антигорит, хризотил отмечается в незначительных количествах (до 4 %). Содержание хлорита изменяется от 1 до 7 %, в среднем составляет 3 %. Анализ распределения разновидностей серпентина и талька показывает, что степень кристаллизации и параметры их структурных ячеек меняются по разрезу, как и соотношение минералов. Замечено, что там, где отсутствует антигорит, присутствует больше талька ($r = -0,63$). У антигорита параметры ячейки варьируют, что отражается на крупности его частиц. В породе присутствует ю-йен-стоун антигорит с большим параметром a . Расчеты авторов статьи показали, что параметры его ячейки таковы: $a = 8,15388$ нм, $b = 0,90849$ нм, $c = 0,73716$ нм, $\alpha = \gamma = 90^\circ$, $\beta = 94,7811^\circ$. Было установлено, что существует значимая положительная корреляционная связь между крупностью пластинок серпентина, которая характеризуется полушириной пика ($S/2$) — положением на дифрактограмме $12,25^\circ 2\theta$ (072 нм) и пористостью породы (K_p), равной $r = 0,645$ (рис. 8).

Рис. 1. Фотография керна серпентинита при дневном (А) и ультрафиолетовом (В) освещении
Fig. 1. Photos of serpentinite core in day (A) and UV (B) light

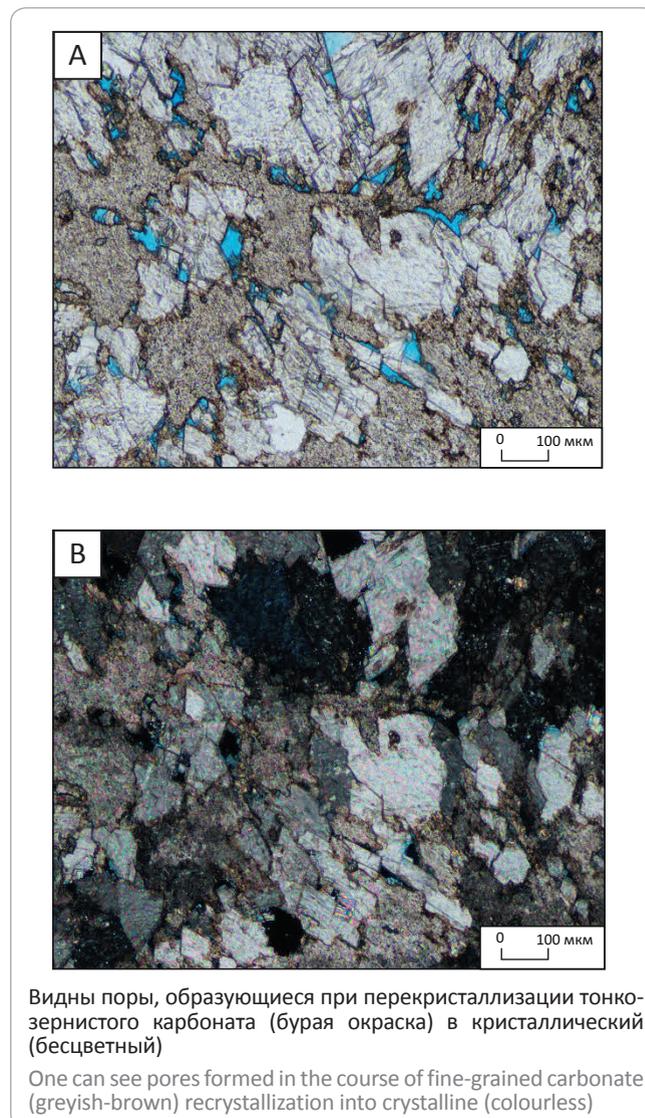


На диаграмме меньшие значения $S/2$ соответствуют пластинчатой разновидности серпентина (антигорит), большие — тонкочешуйчатому серпентину (лизардит). Лизардитовый агрегат обладает большей пористостью, чем антигоритовый.

На показатель пористости влияет не только количество определенной структурной разновидности серпентинита, но и содержание карбоната, что отчетливо видно на диаграмме (рис. 9). Пористость увеличивается при содержании карбоната более 20 % и/или тонкочешуйчатого серпентина (лизардита) более 10 %. Карбонат здесь в основном представлен магнезитом, реже — доломитом.

Увеличение пористости при переходе одной модификации серпентина в другую объясняется реак-

Рис. 2. Фотография шлифа карбонатной породы в проходящем (А) и поляризованном (В) свете
Fig. 2. Photo of thin section of carbonate rock in transmitted (A) and polarized (B) light



Видны поры, образующиеся при перекристаллизации тонкозернистого карбоната (бурая окраска) в кристаллический (бесцветный)

One can see pores formed in the course of fine-grained carbonate (greyish-brown) recrystallization into crystalline (colourless)

цией дегидратации и сопровождающим ее отрицательным объемным эффектом:



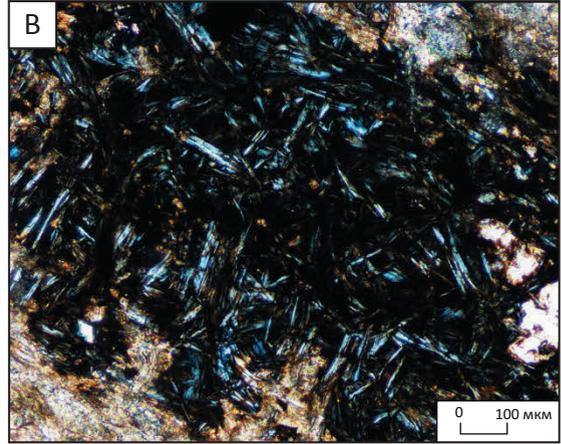
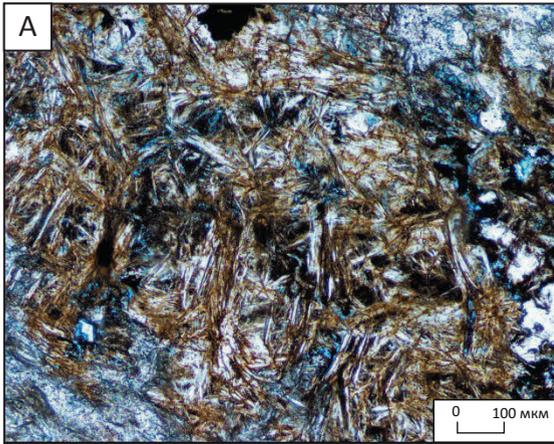
Установлено, что в последовательности хризотил – лизардит – антигорит снижается содержание воды (хризотил 13,6–14,2 % H_2O , лизардит 12,4–13,7 % H_2O , антигорит 12,2–12,4 % H_2O).

Изменение пористости в карбонатных породах определяется вариациями изоморфных замещений ионов Mg, Ca и Fe и укрупнением зерен. Значения структурных параметров кристаллической решетки магнезита меньше, чем у доломита, что также увеличивает пустотное пространство.

Исследования под электронным микроскопом подтвердили, что поры крупнее в тех образцах, где серпентин представлен антигоритом.

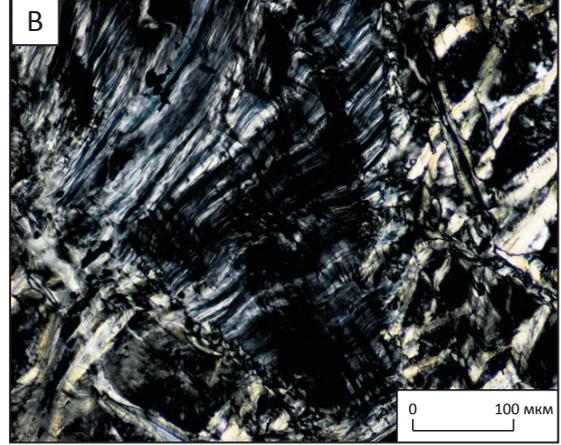
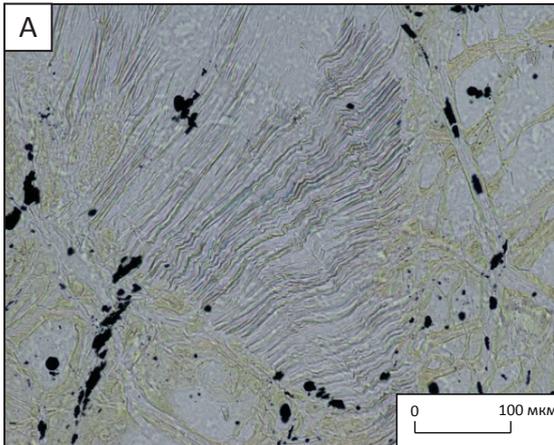
OIL AND GAS RESERVOIRS

Рис. 3. Фотография шлифа тальк-серпентин-карбонатной породы в проходящем (А) и поляризованном (В) свете
Fig. 3. Photo of thin section of talc-serpentine-carbonate rock in transmitted (A) and polarized (B) light



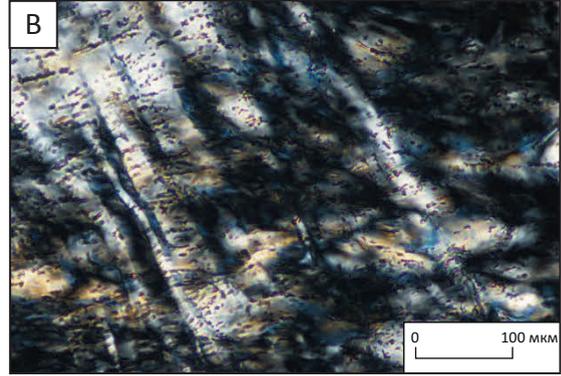
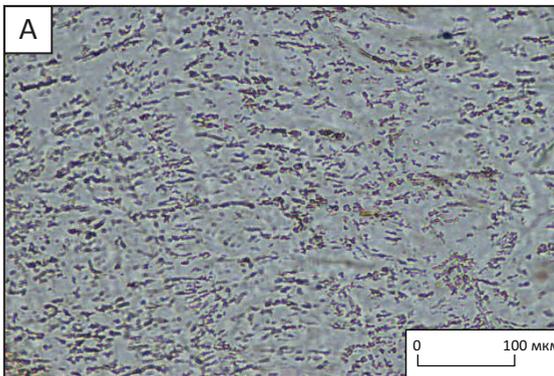
Видны поры в тальк-серпентиновом агрегате (голубая окраска при проходящем свете), бурый цвет обусловлен насыщением УВ
 One can see pores in talc-serpentine aggregate (blue colour in transmitted light), greyish-brown colour is caused by HC saturation

Рис. 4. Фотография шлифа серпентинита в проходящем (А) и поляризованном (В) свете
Fig. 4. Photo of thin section of serpentinite in transmitted (A) and polarized (B) light



Видна гофрированная расщепленная пластинка антигорита с щелевидными пустотами
 One can see ruffled and split lamella of antigorite with slit-shaped voids

Рис. 5. Фотография шлифа серпентинита в проходящем (А) и поляризованном (В) свете
Fig. 5. Photo of thin section of serpentinite in transmitted (A) and polarized (B) light



Поры (розовый цвет) в серпентиновом агрегате
 Pores (pink colour) in serpentine aggregate

Рис. 6. Снимок РЭМ аншлифа серпентинита антигоритового, оталькованного

Fig. 6. SEM image of polished section of talcose antigoritic serpentinite

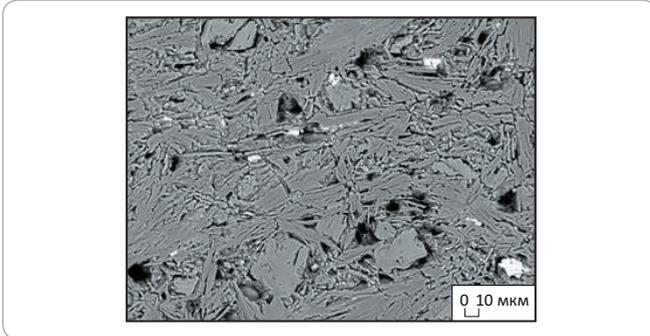


Рис. 7. Снимок РЭМ аншлифа серпентинита тонкочешуйчатого, тонкопористого

Fig. 7. SEM image of polished section of thin-flake fine-pored serpentinite

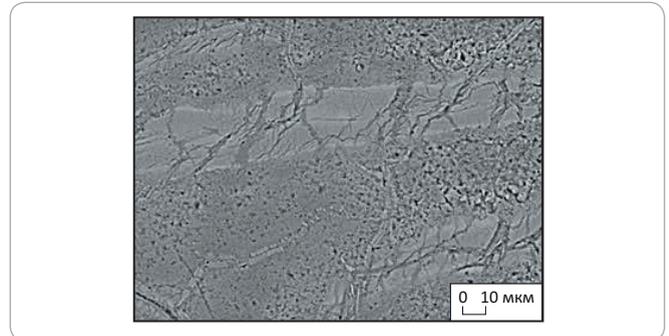


Рис. 8. Диаграмма зависимости пористости серпентинита от полуширины пика ($S/2$) на 0,72 нм

Fig. 8. Serpentinite porosity as a function of peak width at half height ($S/2$) at 0,72 нм

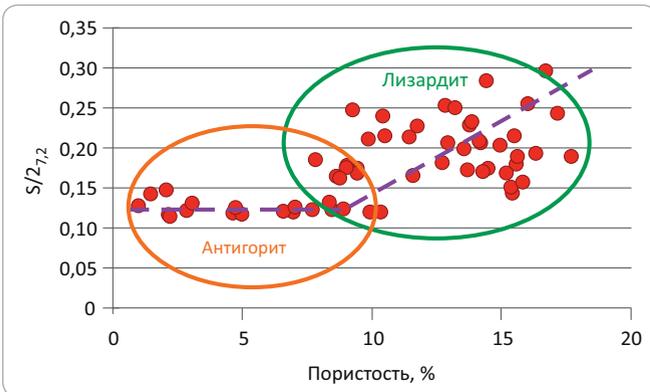
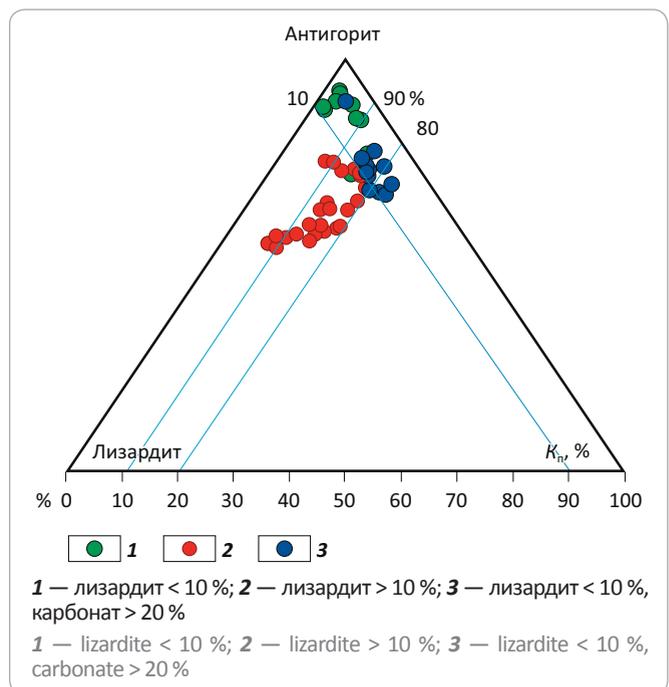


Рис. 9. Диаграмма зависимости пористости породы от отношения содержания антигорита, лизардита и присутствия карбонатов (> 20 %)

Fig. 9. Rock porosity as a function of antigorite to lizardite ratio and the presence of carbonates (> 20 %)



Размер пор в тонкочешуйчатом серпентините составляет менее 0,005 мм, что соответствует верхней границе газового коллектора.

Сопоставление минерального, химического составов и пористости серпентинитов показало, что существует связь между вещественным составом породы и показателем пористости, т. е. химический состав породы (данные РФА и гамма-спектрометрии) комплексно отражает все вторичные изменения породы и содержит информацию о ее пористости.

Анализ зависимости пористости породы от ее химического состава был проведен с помощью методов машинного обучения. Для построения моделей прогнозирования пористости применялось пять методов, представляющих различные классы машинного обучения: эластичная сеть (Elastic Net Regression), регрессия методом опорных векторов (Support Vector Regression), многослойный перцептрон (Multilayer Perceptron), случайный лес (Random Forest) и предельно рандомизированные деревья (Extremely Randomized Trees). Наибольшая достоверность получена последним из упомянутых методов, который обеспечивает коэффициент детерминации (R_2) для тестовых выборок, в среднем равный 0,777, коэф-

фициент корреляции Пирсона (r) составляет 0,887. Наиболее информативными элементами для оценки пористости серпентинитов (в порядке уменьшения значимости) являются: Cl, Na₂O, MgO, Ar, K₂O, SrO, MnO, P₂O₅, NiO, S, Co₃O₄, CaO, Br.

Данные РФА свидетельствуют о присутствии хлора, который, как было установлено математическими методами, наиболее достоверен для оценки пористости породы по всему разрезу.

Наличие хлора в серпентинитах зафиксировано с помощью микронзондового анализа. Присутствие хлора связано с хорошими анионообменными свойствами серпентина и талька, и чем больше поверхность, тем больше сорбированного компонента, что и



OIL AND GAS RESERVOIRS

отмечается по результатам РФА. В тонкочешуйчатом серпентините, представленном в основном лизардитом (данные РСА), фиксируется больше хлора, чем в крупночешуйчатом и пластинчатом. Коэффициент корреляции лизардит – хлор равен 0,87. Вместе с хлором в тонкочешуйчатой породе появляется бром – коэффициент Пирсона для пары хлор – бром равен 0,94. Данное наблюдение доказывает, что источником хлора и брома были не ювенильные воды, а вода, отжатая при метаморфизме вмещающих серпентинитов пород, в настоящее время представленных параметаморфитами. Аналогичный вывод сделан в работе [8].

Таким образом, пористость серпентинитов связана с их структурным строением, которое определяется морфологическими разновидностями серпен-

тина. В метасоматитах по серпентиниту образование пор находится в зависимости от процессов замещения и укрупнения зерен карбоната при их перекристаллизации. Для пластинчатого и крупночешуйчатого антигорита характерен более крупный размер пор. Тонкочешуйчатый серпентинит встречается с мелкими порами (менее 0,005 мм), но он более пористый, чем пластинчатый крупночешуйчатый серпентинит. Тонкочешуйчатая и, соответственно, тонкопористая структура породы отражается в повышенном содержании в ней хлора и брома. Изученный серпентинит является коллектором УВ, в котором произошла их естественная сепарация – в разрезе чередуются нефте- и газонасыщенные интервалы: в крупночешуйчатом серпентините отмечаются нефтяные УВ, в тонкочешуйчатом – газовые.

Литература

1. Pardo Echarte M.E., Cobiella Reguera J.L. Oil and Gas Exploration in Cuba: geological-structural cartography using potential fields and airborne gamma spectrometry. – Springer, 2017. – 88 с. DOI: 10.1007/978-3-319-56744-0.
2. Manuella F.C., Scribano V., Carbone S. Abyssal serpentinites as gigantic factories of marine salts and oil // *Marine and Petroleum Geology*. – 2018. – Т. 92. – С. 1041–1055. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2018.03.026.
3. Разницын Ю.Н. Геодинамика офиолитов и формирование месторождений углеводородов на шельфе Восточного Сахалина // *Геотектоника*. – 2012. – № 1. – С. 3–18.
4. Юркова Р.М., Воронин Б.И. Роль геодинамической пары островная дуга – желоб в формировании углеводородных и рудных месторождений // *Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы*: сб. тр. Всерос. конф. (Москва, 22–25 апреля 2008 г.). – М.: ГЕОС, 2008. – С. 554–556.
5. Шакиров Р.Б. Газогеохимические поля окраинных морей Восточной Азии. – М.: ГЕОС, 2019. – 340 с.
6. Соколов В.В., Мазарович А.О. Газогидраты в осадочном чехле пассивных океанических окраин: возможности прогноза по данным спутниковой альтиметрии в Атлантике и Арктике // *Литология и полезные ископаемые*. – 2009. – № 5. – С. 483–492.
7. Юркова Р.М., Воронин Б.И. Перенос молекул водорода и метана в структурных ячейках серпентинитов при подъеме офиолитового диapiro // *Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы* (к 100-летию со дня рождения П.Н. Кропоткина): сб. тр. Всерос. конф. (Москва, 18–22 октября 2010 г.). – М.: ГЕОС, 2011. – С. 232–251.
8. Kendrick M.A., Scambelluri M., Honda M., Phillips D. High abundances of noble gas and chlorine delivered to the mantle by serpentinite subduction // *Nature Geoscience*. – 2011. – Т. 4. – № 11. – С. 807–812. DOI: 10.1038/ngeo1270.

References

1. Echarte M.E.P., Reguera J.L.C. Oil and Gas Exploration in Cuba: geological-structural cartography using potential fields and airborne gamma spectrometry. Springer, 2017. 88 p. DOI: 10.1007/978-3-319-56744-0.
2. Manuella F.C., Scribano V., Carbone S. Abyssal serpentinites as gigantic factories of marine salts and oil. *Marine and Petroleum Geology*. 2018;92:1041–1055. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2018.03.026.
3. Raznitsin Y.N. Geodynamics of ophiolites and formation of hydrocarbon fields on the shelf of eastern Sakhalin. *Geotectonics*. 2012;46(1):1–15.
4. Yurkova R.M., Voronin B.I. Role of geodynamic pair “island arc – trench” in formation of hydrocarbon and ore fields. In: *Degazatsiya Zemli: geodinamika, geoflyuidy, neft', gaz i ikh paragenezy*: sb. tr. Vseros. konf. (Moscow, 22–25, April, 2008). – Moscow: GEOS; 2008. pp. 554–556.
5. Shakirov R.B. Gasgeochemical fields of the Eastern Asia Marginal seas. Moscow: GEOS; 2019. 340 p.
6. Sokolov V.V., Mazarovich A.O. Gas hydrates in the sedimentary cover of passive oceanic margins: Possibilities of prediction based on satellite altimetry data in the Atlantic and Arctic. *Lithology and Mineral Resources*. 2009;44(5):441–450.
7. Yurkova R.M., Voronin B.I. Transfer of hydrogen and methane molecules in serpentine structural cells in the course of ophiolite diapir intrusion. In: *Degazatsiya Zemli: geodinamika, geoflyuidy, neft', gaz i ikh paragenezy*: sb. tr. Vseros. konf. (Moscow, 18–22, April, 2010). Moscow: GEOS; 2010. pp. 232–251.
8. Kendrick M.A., Scambelluri M., Honda M., Phillips D. High abundances of noble gas and chlorine delivered to the mantle by serpentinite subduction. *Nature Geoscience*. 2011;4(11):807–812. DOI: 10.1038/ngeo1270.