

УДК 552.08

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОРИСТОСТИ УЛЬТРАНИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ПОРОД БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ НА ДЕЗИНТЕГРИРОВАННОМ КЕРНЕ

Горшков А.М.

ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», Томск,
e-mail: gorshkovam89@mail.ru

Баженовская свита является одним из самых крупных нетрадиционных резервуаров нефти в России, обладающим огромными ресурсами. Отложения баженовской свиты характеризуются высокой степенью неоднородности литологического состава, что обуславливает сложную структуру порового пространства. Точная оценка нетрадиционных ресурсов требует достоверного определения пористости пород, которое невозможно осуществить, используя стандартные методы анализа керна. Поэтому разработка методики определения открытой пористости ультранизкопроницаемых пород баженовской свиты является актуальной научной и практической задачей. В работе представлены результаты определения открытой пористости ультранизкопроницаемых пород баженовской свиты двумя методами, адаптированными для дезинтегрированного керна: газоволюметрическим методом и модифицированным методом жидкостенасыщения. Показана правомерность использования предложенных методов для определения открытой пористости на песчаниках путем сравнения результатов на цилиндрических образцах и дезинтегрированном керне. Найдена достоверная корреляционная связь между значениями объемных и минералогических плотностей, определенных двумя предложенными методами. Выявлено влияние размера частиц, массы навески и типа насыщающего флюида на значения открытой пористости. По результатам исследования разработана методика определения открытой пористости ультранизкопроницаемых пород баженовской свиты на дезинтегрированном керне и дана оценка метрологической характеристики методики. Разработанная методика может быть использована для исследования ультранизкопроницаемых пород, приуроченных к другим нетрадиционным резервуарам нефти типа доманиковых отложений и т.д.

Ключевые слова: открытая пористость, дезинтегрированный керн, ультранизкопроницаемая порода, размер фракции, масса навески, погрешность

METHOD FOR DETERMINING POROSITY IN ULTRA-LOW PERMEABILITY ROCK OF BAZHENOV FORMATION ON CRUSHED CORE

Gorshkov A.M.

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, e-mail: gorshkovam89@mail.ru

The Bazhenov formation represents one of the largest unconventional oil reservoir in Russia, possessing great natural resources. The Bazhenov formation deposits have complex pore space structure because of the high degree of lithological heterogeneity. Standard core analysis methods do not allow determining rock porosity definitely for an accurate estimation of unconventional resources. Therefore, actual scientific and practical task is to develop the approach for open porosity determination in ultra-low permeability rocks of the Bazhenov formation. In the article, results of open porosity determination in ultra-low permeability rocks of the Bazhenov formation by two methods adapted for crushed core were obtained. They are gas-volumetric method and modified liquid saturation method. The validity of using proposed methods for determining open porosity in sandstones by comparing the results on cylindrical samples and crushed core samples is presented. The reliable correlation between the values of bulk and grain densities, determined by the two proposed methods, is found. It was revealed that the particle size, sample weight and the type of saturant affect on the values of open porosity. Based on the study results, the method for determining open porosity in ultra-low permeability rocks of the Bazhenov formation on crushed core was developed. In addition, metrological performance of the method was estimated. The developed approach could be used to study ultra-low permeability rocks associated with other unconventional oil reservoirs such as Domanic deposits, etc.

Keywords: porosity, crushed core, ultra-low permeability rock, sample size, sample weight, error in the determination

В настоящее время традиционные запасы углеводородов истощаются во всем мире, в связи с чем все больший интерес представляют нетрадиционные ресурсы. В России самым крупным нетрадиционным резервуаром нефти является баженовская свита, расположенная в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Залежи нефти в отложениях этой свиты рассматриваются как один из самых важных объектов для восполнения ресурсной базы углеводородов в России [1, 2].

Главной особенностью баженовской свиты является сложное геологическое строение, связанное с высокой степенью неоднородности как вещественного состава самой толщи, так и коллекторов в ней [3]. Многообразие литотипов пород приводит к формированию сложной структуры порового пространства (пористость редко превышает 5%), определение объема которого является актуальной научной и экономической задачей для оценки ресурсов нефти баженовской свиты.

Применение стандартных общепринятых методик определения пористости пород баженовской свиты согласно ГОСТ 26450.1-85 [4] некорректно из-за мелкозернистой текстуры, ультранизкой проницаемости и высокого содержания органического вещества. Для оценки пористости сланцевых коллекторов (аналогов баженовской свиты) в мире широко применяются методы: ядерно-магнитного резонанса [5], ртутной капиллярной порометрии [6], насыщения деионизированной водой [7] и метод Gas Research Institute (GRI) [8–10]. Несмотря на то, что метод GRI на текущий момент является общепринятым методом для оценки петрофизических свойств сланцевых формаций, наиболее обсуждаемыми и спорными вопросами остаются размер частиц и степень дробления зерна [7, 10, 11].

Целью данной работы являлась разработка методики определения открытой пористости ультранизкопроницаемых пород баженовской свиты на дезинтегрированном зерне.

Материалы и методы исследования

Характеристика образцов

Лабораторные эксперименты проводились на образцах зерна баженовской свиты одного из месторождений Томской области. Исследуемые образцы были представлены кремнисто-глинистыми, глинисто-кремнистыми и карбонатными породами, характеризующимися разными значениями проницаемости. Для определения открытой пористости были отобраны навески дробленого зерна массой от 10 до 60 г разной фракции 0,5 – 1 мм (оптимальная согласно методу GRI [9]), 1–2 мм, 2–5 мм и 5–10 мм.

Все дезинтегрированные образцы зерна баженовской свиты подвергались экстракции спирто-бензольной смесью в аппарате Сокслета в течение 3–5 дней. Экстракцию прекращали после того, как растворитель становился прозрачным, а общее содержание органического вещества, измеренное с помощью пиролизатора Rock-Eval в контрольных образцах, уменьшалось до установленного порогового значения. Затем образцы сушили в вакуумном термостате при температуре 70 °С до постоянного веса.

Метод исследования и оборудование

Открытая пористость, объемная и минералогическая плотность определялась газоволюметрическим методом на дезинтегрированных образцах зерна в рабочей камере пермеаметра SMP-200 (рис. 1), разработанного компанией Core Lab Reservoir Optimization.

В основе работы прибора лежит закон Бойля, по которому происходит калибровка референтного и «мертвого» объема с помощью калибровочных дисков (рис. 1). Объемная ($\rho_{об}$) и минералогическая ($\rho_{мин}$) плотность рассчитывается по падению давления, обусловленному проникновением газа в межзерновое пространство и микропоры отдельных частиц соответственно.

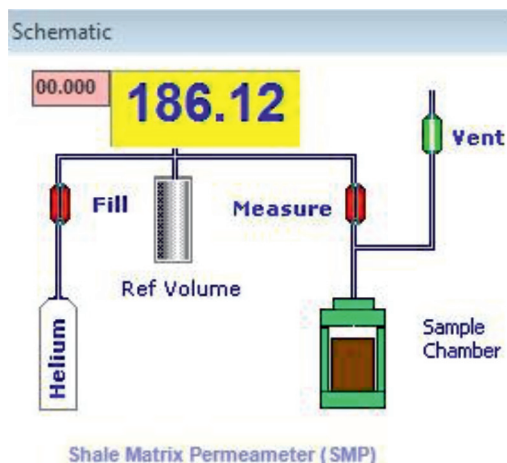


Рис. 1. Техническая схема пермеаметра SMP-200

Второй метод позволяет определять открытую пористость дезинтегрированных образцов зерна модифицированным методом жидкостенасыщения. Основное отличие предложенной методики от стандарта [4] заключается в расчете объема пустотного пространства раздробленного зерна, используя разность масс сухого образца, погруженного в насыщающую жидкость и насыщенного образца, погруженного в насыщающую жидкость. Модификация метода обусловлена некорректным определением веса насыщенного дезинтегрированного зерна в воздухе, так как остается жидкость насыщения между отдельными частицами.

Вычисление объемной и минеральной плотности ультранизкопроницаемых пород модифицированным методом жидкостенасыщения осуществляется согласно (1):

$$\rho_{об} = \frac{P_1}{P_1 - P_2} \cdot \rho_{ж}, \rho_{мин} = \frac{P_1}{P_1 - P_3} \cdot \rho_{ж},$$

где P_1 – вес сухого образца в воздухе («сухой вес»), г; P_2 – вес сухого образца, погруженного в рабочую жидкость, г; P_3 – вес насыщенного образца, погруженного в рабочую жидкость, г; $\rho_{ж}$ – плотность рабочей жидкости, г/см³. В качестве рабочей жидкости применялся керосин и слабоминерализованная вода (минерализация 10 г/л NaCl в дистиллированной воде).

Экспериментально установлено, что время необходимое для измерения веса P_2 составляет около 10–15 с. Минимизация времени взвешивания позволяет избежать насыщения навески рабочей жидкостью при погружении. Также требуется тщательное перемешивание частиц образца в рабочей жидкости для удаления воздуха из межгранулярного пространства.

Результаты исследования и их обсуждение

Апробация предложенных методов определения открытой пористости на песчаниках

Чтобы убедиться, что метод измельчения образцов горных пород обеспечивает достоверное определение открытой пористости, а предложенные методики дают корректные

результаты, были проведены эксперименты на традиционных песчаных коллекторах. Для этого 2 образца цилиндра с одинаковыми значениями петрофизических свойств, определенных стандартными методами, были измельчены и просеяны на ситах для исследования влияния размера фракции и массы навески на значения объемной и минералогической плотности. В работе для каждой фракции было проведено по два эксперимента и рассчитано среднее значение. В табл. 1 представлены результаты определения петрофизических свойств на дезинтегрированном керне модифицированным методом жидкостенасыщения, на рис. 2 – газоволюметрическим методом.

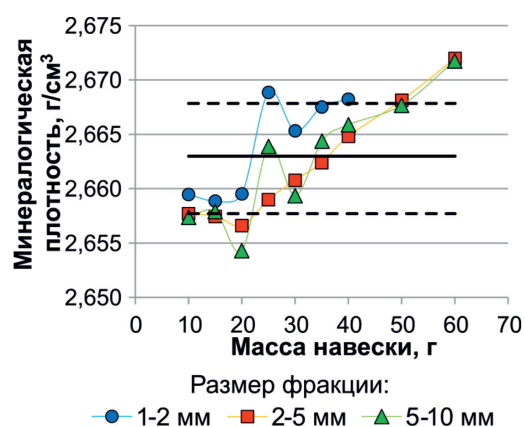


Рис. 2. Влияние массы навески и размера фракции дезинтегрированного песчаника на значения минералогической плотности. Сплошная линия – среднее значение плотности, полученное для 3 фракций; пунктирные линии – границы изменения значений плотности, определяемые среднеквадратичным отклонением внутрилабораторной прецизионности

Определение объемной плотности высокопроницаемых песчаников модифицированным методом жидкостенасыщения на раздробленном керне некорректно из-за бы-

строго проникновения минерализованной воды в крупные поры песчаника, поэтому предложенный метод может применяться только для определения объемной плотности низко и ультранизкопроницаемых пород.

Определение минералогической плотности газоволюметрическим методом для всех фракций песчаников показывает хорошую воспроизводимость результатов $\rho_{\text{мин}} = 2,663 \pm 0,005 \text{ г/см}^3$ (рис. 2). Среднеквадратичное отклонение (СКО) повторяемости определения минералогической плотности составляет $\pm 0,001 \text{ г/см}^3$ (размер фракции частиц 2–5 мм, масса 30 грамм). Оптимальные массы навесок керна для определения минералогической плотности составляют 25–50 грамм. Также стоит отметить, что среднее значение минералогической плотности, полученное газоволюметрическим методом, практически полностью совпадает с модифицированным методом жидкостенасыщения (разница $0,001 \text{ г/см}^3$) и сходится со значением, полученным на цилиндрических образцах (разница $0,005 \text{ г/см}^3$).

Определение открытой пористости на дезинтегрированных образцах баженовской свиты

Статистические данные минералогической плотности, полученные газоволюметрическим методом для разных фракций при изменении массы навесок образца представлены на рис. 3. Результаты определения объемной плотности имеют схожую картину. В работе для каждой массы навески определенной фракции было проведено по два эксперимента и рассчитано среднее значение искомых параметров. Стоит отметить, что время между двумя последовательными экспериментами с одной и той же фракцией должно быть не меньше продолжительности эксперимента, так как необходимо определенное время для дегазации образца.

Таблица 1

Определение объемной, минералогической плотности и открытой пористости песчаников на цилиндрических образцах и дезинтегрированном керне

№ образца	Объемная плотность, г/см³		Минералогическая плотность, г/см³		Открытая пористость, %	
	Геометрический метод	Метод жидкостенасыщения	Газово-люметрический метод	Метод жидкостенасыщения	Газово-люметрический метод	Метод жидкостенасыщения
1	2,130	2,472 ± 0,009*	2,668	2,662 ± 0,005*	20,16	7,14 ± 0,18*
2	2,163		2,669		18,96	

Примечание. * Определение средних значений петрофизических свойств песчаников на дезинтегрированном керне (фракции 2–5 и 5–10 мм).

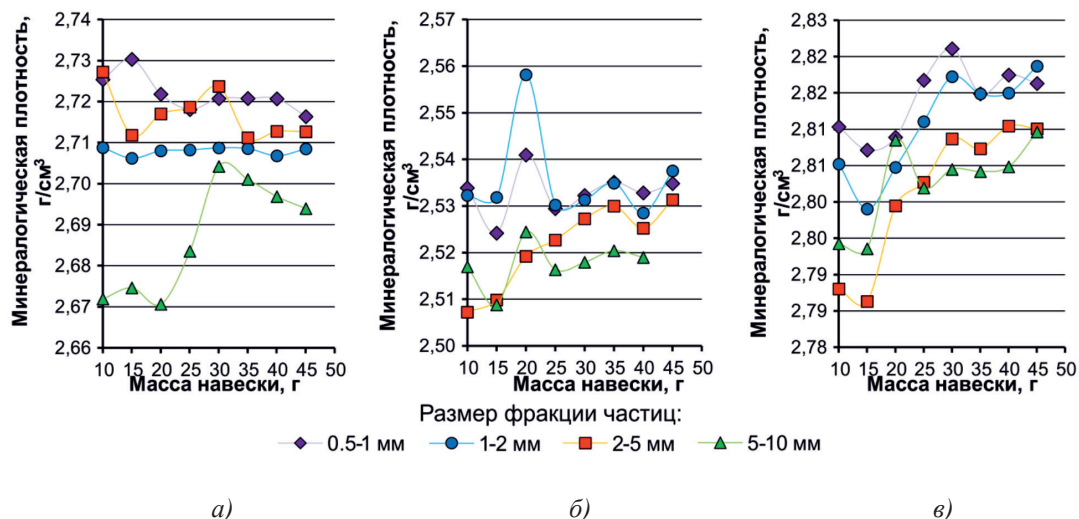


Рис. 3. Статистические данные минералогической плотности образцов керна разного литологического состава при изменении массы навески: а) кремнисто-глинистая порода (образец 15891); б) глинисто-кремнистая порода (образец 15837); в) карбонатная порода (образец 26GRI)

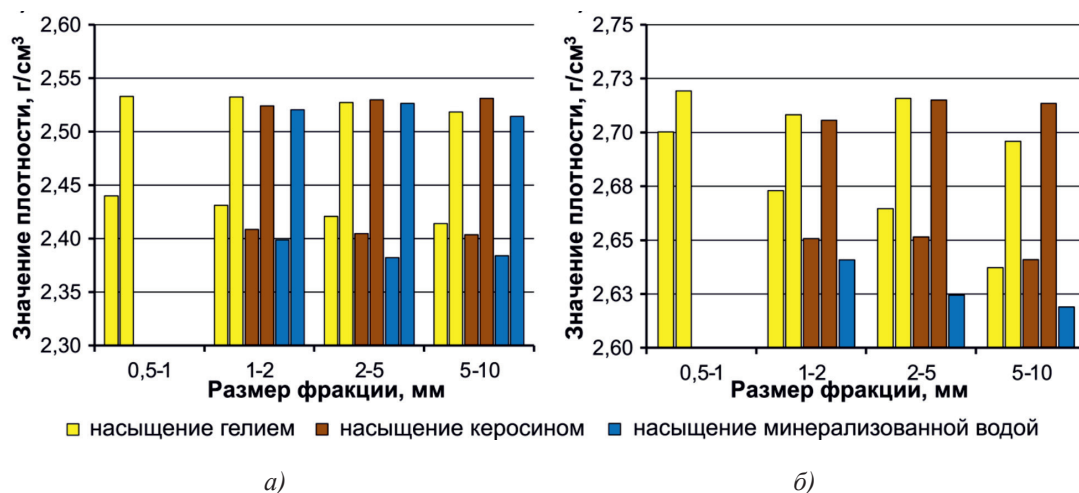


Рис. 4. Значения объемной и минералогической плотности образцов керна разного литологического состава в зависимости от размера фракции и типа насыщающего флюида: а) образец 15837; б) образец 1591

Рис. 3 демонстрирует стабильные значения минералогической плотности ультра-низкопроницаемых образцов при изменении массы навески от 25 до 45 г и высокую воспроизводимость результатов определения газовой методикой для разных фракций (СКО внутрилабораторной прецизионности не превышает 0,005 г/см³).

Сравнение результатов определения объемной и минералогической плотности, полученных газовой методикой и модифицированным методом жидкостенасыщения на исследуемых ультра-низкопроницаемых образцах керна баженской

свиты представлено на рис. 4. На графике указаны средние значения объемной и минералогической плотности, полученные для разных фракций.

Из рис. 4 видно, что объемная плотность образцов, определенная газовой методикой, уменьшается при увеличении размера фракции. Этот эффект объясняется увеличением удельной поверхности образца при уменьшении размера частиц, в результате чего газ быстрее попадает во все открытые поры на поверхности. Объемная плотность, определенная модифицированным методом жидкостенасыщения водой на 0,02 г/см³

меньше, чем по керосину, для всех исследуемых фракций в связи с гидрофобностью большинства горных пород баженовской свиты. Стабильные значения объемной плотности модифицированным методом насыщения водой получены для фракций 2–5 мм и 5–10 мм (разница менее 0,006 г/см³).

Минералогическая плотность образцов, определенная газовольюметрическим методом и модифицированным методом жидкостенасыщения керосином, имеет близкие значения для всех фракций частиц (разница не более 0,009 г/см³) кроме фракции 5–10 мм (рис. 4, а и б). Минералогическая плотность, полученная насыщением водой, меньше чем керосином, что также объясняется гидрофобностью образцов баженовской свиты.

Результаты определения объемной, минералогической плотности и открытой пористости исследуемых образцов баженовской свиты на дезинтегрированном керне предложенными методами представлены в табл. 2.

Таблица 2
Определение объемной, минералогической плотности и открытой пористости исследуемых образцов баженовской свиты на дезинтегрированном керне

Номер образца	Объемная плотность, г/см ³ (модифицированный метод жидкостенасыщения)	Минералогическая плотность, г/см ³ (газовольюметрический метод)	Открытая пористость, %
15891	2,622 ± 0,008	2,714 ± 0,006	3,41
15837	2,379 ± 0,004	2,531 ± 0,004	6,00
26GRI	2,785 ± 0,008	2,814 ± 0,005	1,01

Выводы

Для достоверного определения открытой пористости ультраизкопроницаемых пород баженовской свиты на дезинтегрированном керне необходимо:

– Объемную плотность образцов определять модифицированным методом насыщения слабоминерализованной водой. Масса навески 20–25 грамм, размер фракции 2–5 мм или 5–10 мм.

– Минералогическую плотность определять газовольюметрическим методом. Масса навески 25–50 грамм, размер фракции 0,5–1 мм, 1–2 мм и 2–5 мм. Необходимо учитывать, что увеличение размера фракции приводит к увеличению продолжительности эксперимента в несколько раз.

Данные методические рекомендации могут быть использованы для исследования ультраизкопроницаемых горных пород,

приуроченных к другим нетрадиционным резервуарам нефти типа доманиковых отложений и т.д.

Список литературы

1. Баженовская свита. Общий обзор, нерешенные проблемы / И.С. Афанасьев [и др.] // Научно-технический вестник ОАО «НК Роснефть». – 2010. – № 4. – С. 20–25.
2. Баженовская свита – дополнительный источник углеводородного сырья в Западной Сибири / А.В. Лобусев [и др.] // Территория Нефтегаз. – 2011. – № 3. – С. 28–31.
3. Интерпретация материалов геофизических исследований скважин нефтеносного разреза баженовской свиты: литотипы и их физические параметры / М.А. Павлова [и др.] // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2012. – Т. 1, № 2. – С. 127–131.
4. ГОСТ 26450.1–85. Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением. – Введ. с 01.07.86 по 01.07.91. – М.: Изд-во стандартов, 1986. – 8 с.
5. Yao Y., Liu D., Che Y., Tang D., Tang S., Huang W. Petrophysical characterization of coals by low-field nuclear magnetic resonance (NMR). Fuel. – 2010. – vol. 89, № 7. – P. 1371–1380.
6. Sigal R.F. Mercury capillary pressure measurements on Barnett core. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2013. – vol. 16, № 4. – P. 432–442.
7. Kuila U., McCarty D.K., Derkowski A., Fischer T.B., Prasad M. Total porosity measurement in gas shales by the water immersion porosimetry (WIP) method. Fuel. – 2014. – vol. 117. – P. 1115–1129.
8. Luffel D.L., Guidry F.K. New core analysis methods for measuring reservoir rock properties of Devonian shale // SPE J. Petrol Technol. – 1992. – vol. 44, № 11. – P. 1184–1190.
9. Luffel D.L., Guidry F.K. Development of laboratory and petrophysical techniques for evaluating shale reservoirs: Final report: GRI-95/0496. Gas Research Institute. – 1995. – 49 p.
10. Sun J., Dong X., Wang J., Schmitt D., Xu C., Mohammed T., Chen D. Measurement of total porosity for gas shales by gas injection porosimetry (GIP) method. Fuel. – 2016. – vol. 186. – P. 694–707.
11. Glorioso J.C., Rattia A.J. Unconventional reservoirs: basic petrophysical concepts for shale gas // SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition (Austria, Vienna, 20–22 March 2012), 2012. – P. 1–38.

References

1. Bazhenovskaja svita. Obshhij obzor, nereshennye problemy / I.S. Afanasev [i dr.] // Nauchno-tehnicheskij vestnik OAO «NK Rosneft». 2010. no. 4. pp. 20–25.
2. Bazhenovskaja svita dopolnitelnyj istochnik uglevodородного syrja v Zapadnoj Sibiri / A.V. Lobusev [i dr.] // Territorija Neftegaz. 2011. no. 3. pp. 28–31.
3. Interpretacija materialov geofizicheskikh issledovanij skvazhin neftenosnogo razreza bazhenovskoj svity: litotipy i ih fizicheskie parametry / M.A. Pavlova [i dr.] // Interjekspos Geo-Sibir. 2012. T. 1, no. 2. pp. 127–131.
4. GOST 26450.1–85. Porody gornye. Metod opredelenija koeficienta otkrytoj poristosti zhidkostenasyshheniem. Vved. c 01.07.86 po 01.07.91. M.: Izd-vo standartov, 1986. 8 p.
5. Yao Y., Liu D., Che Y., Tang D., Tang S., Huang W. Petrophysical characterization of coals by low-field nuclear magnetic resonance (NMR). Fuel. 2010. vol. 89, no. 7. pp. 1371–1380.
6. Sigal R.F. Mercury capillary pressure measurements on Barnett core. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2013. vol. 16, no. 4. pp. 432–442.
7. Kuila U., McCarty D.K., Derkowski A., Fischer T.B., Prasad M. Total porosity measurement in gas shales by the water immersion porosimetry (WIP) method. Fuel. 2014. vol. 117. pp. 1115–1129.
8. Luffel D.L., Guidry F.K. New core analysis methods for measuring reservoir rock properties of Devonian shale // SPE J. Petrol Technol. 1992. vol. 44, no. 11. pp. 1184–1190.
9. Luffel D.L., Guidry F.K. Development of laboratory and petrophysical techniques for evaluating shale reservoirs: Final report: GRI-95/0496. Gas Research Institute. 1995. 49 p.
10. Sun J., Dong X., Wang J., Schmitt D., Xu C., Mohammed T., Chen D. Measurement of total porosity for gas shales by gas injection porosimetry (GIP) method. Fuel. 2016. vol. 186. pp. 694–707.
11. Glorioso J.C., Rattia A.J. Unconventional reservoirs: basic petrophysical concepts for shale gas // SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition (Austria, Vienna, 20–22 March 2012), 2012. pp. 1–38.