

## **РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

УДК 622.276 © Гурбатова И.П., Плотников В.В., Попов Н.А., Сысоев И.В., 2013

### **ОСОБЕННОСТИ ИЗУЧЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ОРИЕНТИРОВАННОГО КЕРНА СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ**

**И.П. Гурбатова, В.В. Плотников, Н.А. Попов, И.В. Сысоев**

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПНефть» в г. Перми,  
Пермь, Россия

Целью исследований стала разработка наиболее эффективных методов лабораторного изучения фильтрационных характеристик карбонатных коллекторов со сложной структурой пустотного пространства на полномасштабном образце. Приведены особенности лабораторного изучения газопроницаемости на образцах керна с сохраненным диаметром на примере азимутально-ориентированного керна одного из месторождений Пермского края. Предложена методика изучения латеральной анизотропии сложнопостроенных карбонатных коллекторов на образцах полномасштабного керна. На специально подобранной коллекции образцов со сложной структурой порового пространства наряду с вертикальной анизотропией экспериментально определена величина латеральной анизотропии. Приведены результаты исследований влияния масштабного фактора (размера образцов керна) на фильтрационные характеристики горных пород. На основе полученных результатов сделаны соответствующие выводы и даны рекомендации по исследованию фильтрационных свойств карбонатных коллекторов со сложной структурой порового пространства.

Практическая значимость работы заключается в изучении анизотропии фильтрационных свойств и построении диаграмм распределения проницаемости по направлениям на образцах азимутально-ориентированного керна, в получении достоверной информации для подсчета запасов и проектирования методов увеличения нефтеотдачи пластов, изучении факторов, влияющих на процессы вытеснения нефти водой в сложнопостроенных карбонатных коллекторах.

**Ключевые слова:** азимутально-ориентированный керн, лабораторные исследования, латеральная анизотропия, абсолютная газопроницаемость, образец полномасштабного керна, кернодержатель Хасслера, масштабный фактор, сложнопостроенный коллектор, фильтрационный поток.

### **PECULIARITIES OF RESEARCH OF FILTRATION CHARACTERISTICS OF THE ORIENTED CORE FROM COMPLEX CARBONATE RESERVOIRS**

**I.P. Gurbatova, V.V. Plotnikov, N.A. Popov, I.V. Sysoev**

Branch of LLC "LUKOIL-Engineering" "PermNIPINeft" in Perm  
(Perm, Russian Federation)

The paper aims at developing the most effective methods of laboratory study of filtration characteristics of carbonate reservoirs with complex void structure on the whole core. Peculiarities of a laboratory study of gas permeability on the core samples of the preserved diameter are given, as exemplified by an azimuthally-oriented core taken from one of the Perm krai fields. A method of study of lateral anisotropy of complex carbonate reservoirs is presented, based on the whole core. Along with vertical anisotropy lateral anisotropy is determined experimentally using a selected sample collection with a complex structure of pore space. The effects of a dimension factor (core sample size) on rock filtration characteristics are analysed. The results obtained allow making conclusions and formulate recommendations for researching filtration characteristics of carbonate reservoirs with a complex void space structure.

Practical implications of the research consist in a study of filtration characteristics anisotropy and plotting diagrams of permeability distribution along directions on the azimuthally-oriented core samples, reliable data for evaluating reserves and developing methods of oil recovery improvement, study of the factors affecting water-oil displacement in complex carbonate reservoirs.

**Keywords:** azimuthally-oriented core, laboratory study, lateral anisotropy, absolute gas permeability, whole core sample, Hassler core holder, dimensional factor, complex reservoir, filtration flow.

На современном этапе нефтяная индустрия столкнулась с новыми проблемами, одна из них – подсчет запасов и разработка залежей со сложным типом коллектора. В этих условиях особое значение приобретает повышение информативности результатов исследования керна, возрастает необходимость совершенствования аппаратурного и методического обеспечения [1–3].

Эффективное изучение и освоение сложнопостроенных карбонатных комплексов возможно на основе качественного отбора и исследования представительного кернового материала с получением максимально полной информации о структурно-текстурных особенностях разрезов и их петрофизических характеристиках [4].

При проведении лабораторных испытаний на образцах керна стандартного размера (диаметр 30 мм) высокая анизотропия и пространственная неоднородность горной породы может привести к значительным ошибкам и снижению достоверности корреляционных зависимостей петрофизических параметров. В свете этого образцы полноразмерного керна (100 мм и более) являются наиболее представительными объектами изучения и позволяют значительно снизить влияние масштабного фактора [1, 5].

Согласно ГОСТ 26450.0–85 образцы стандартного размера принято считать образцы цилиндрической формы диаметром 15–35 мм и высотой 20–50 мм, а также образцы кубической формы с длиной ребра 15–35 мм. Оптимальные размеры – диаметр 30 мм, высота 30 мм. Именно такой размер образцов керна является общепринятым в лабораторной практике. В этом случае объем «стандартного» образца для лабораторного определения ФЕС составляет  $\approx 21 \text{ см}^3$ , при этом полностью соблюдаются условия представительности кернового материала по гранулярной пористости.

Для сложнопостроенных коллекторов трещинно-порово-кавернового типа си-

туация не столь однозначная. Для таких коллекторов характерен сложный полимодальный характер распределения пустот по размерам. Помимо гранулярных пор типичных размеров в образцах присутствуют крупные каверновые полости, размеры которых могут составлять 5–50 мм. При этом исследования свойств пород посредством стандартных цилиндров бывает не просто сложно, а практически невозможно. В таких случаях только образцы полноразмерного керна с диаметром 100 мм и более являются представительными для данного типа пустот [6].

Образцы полноразмерного керна (образцы с сохраненным на скважине диаметром) изготавливают из куска керна путем параллельного отрезания торцов на камнерезном станке. В лабораторной практике обычно используют полноразмерные образцы диаметром 100 и 67 мм, в зависимости от диаметра керноприемных труб. Длина образца, как правило, соответствует его диаметру. На рис. 1 представлены фотографии образцов стандартного размера (диаметр и высота 30 мм) и полноразмерного керна диаметром 67 и 100 мм. Объем образца стандартного размера составляет  $\approx 20,9 \text{ см}^3$ , образцов полноразмерного керна  $\approx 215$  и  $\approx 785,4 \text{ см}^3$ . Таким образом, объем полноразмерного образца диаметром 100 мм в 37,5 раз больше стандартного, соответственно, и представительность полученных результатов заметно выше.



Рис. 1. Образцы диаметром 100; 67 и 30 мм

К настоящему времени уже повсеместно созрело убеждение, что фундаментальной основой петрофизического обеспечения геолого-геофизических и нефтепромысловых служб является коренное изменение традиционного подхода к количеству и качеству отбираемого керна [7]. Во многих работах отмечается необходимость изучения физических свойств сложнопостроенных коллекторов на образцах большого размера [1, 8–11].

Проницаемость может определяться прямым способом на керне или по результатам испытаний пластов. К числу косвенных определений относятся определения по результатам количественной интерпретации данных некоторых видов каротажа [12]. Однако в сложнопостроенных карбонатных разрезах результаты интерпретации ГИС неоднозначны, часто значительно отличаются от данных, получаемых при изучении керна материала, и результатов гидродинамических исследований скважин.

Под абсолютной принято понимать проницаемость пористой среды, которая определена при движении в ней лишь одной какой-либо фазы (в нашем случае газа), химически инертной по отношению к породе при наличии в поровом пространстве только одной этой фазы [13]. Абсолютная проницаемость зависит только от физических свойств породы [14].

Коэффициент абсолютной газопроницаемости образцов стандартного размера определяется методом стационарной фильтрации газа через образец горной породы в линейном направлении под действием разности давлений<sup>1</sup>. Данный ГОСТ также регламентирует определение горизонтальной газопроницаемости на образцах полноразмерного керна методом радиальной фильтрации. При

этом на полноразмерном образце необходимо высверлить осевое отверстие, что делает невозможным использование этих образцов для дальнейших петрофизических исследований при моделировании термобарических пластовых условий, а также исключает возможность изучать анизотропию фильтрационных свойств [15].

Однако существует методика, рекомендованная Американским нефтяным институтом (API), которая позволяет измерять проницаемость на образце полноразмерного керна методом стационарной фильтрации в различных направлениях в кернодержателе Хасслера (рис. 2) без каких-либо предварительных механических воздействий [11]. На рис. 2 приведена схема направления фильтрации в кернодержателе Хасслера при измерении вертикальной и горизонтальной проницаемости. В методике API описан способ, при котором измерения могут производиться в различных направлениях, обеспечивая лучшую оценку матричной породы. Направление, параллельное плоскости напластования, определяется как горизонтальная проницаемость, перпендикулярное плоскости напластования – вертикальная проницаемость. Горизонтальную проницаемость измеряют по двум направлениям: одно по направлению предполагаемой максимальной проницаемости (вдоль основного расстрескивания), другое – под углом  $90^\circ$  от максимального. Однако если значение максимальной фильтрации в породе не соответствует выбранному направлению, то можно ошибочно предположить, что в случае равенства полученных значений по результатам двух замеров латеральная проницаемость является изотропной. Помимо этого, сложно выявить минимальное значение проницаемости ввиду недостаточности информации о распределении потока фильтрации в образце.

В данной работе авторами предложена методика определения коэффициента

<sup>1</sup> ГОСТ 26450.2–85. Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации.

абсолютной газопроницаемости образцов полноразмерного керна в одном вертикальном и шести горизонтальных направлениях с шагом  $30^\circ$ , позволяющая достоверно определить значения проницаемости по латерали, при этом выявив потоки максимальной и минимальной фильтрации. Для определения коэффициента абсолютной газопроницаемости применялся метод стационарной фильтрации с помощью газового пермеаметра, оснащенного кернодержателем Хасслера. Данный кернодержатель позволяет измерять горизонтальную и вертикальную проницаемости образцов диаметром от 64 до 100 мм, высотой до 200 мм.

Была выполнена серия экспериментов по изучению вертикальной и латераль-

ной анизотропии на полноразмерных образцах керна. Объектом исследования был азимутально-ориентированный керн одного из месторождений Пермского края башкирского и фаменского возрастов (рис. 3). На рис. 3 показаны профили изменения абсолютной горизонтальной газопроницаемости, которые позволяют быстро и полно охарактеризовать симметрию порового пространства и выявить направление максимальной фильтрации в ненарушенных образцах. Более того, зная направление севера в азимутально-ориентированном керна, мы можем в дальнейшем строить объемные модели распределения потоков флюидов.

Также, учитывая известное направление потока максимальной фильтрации,

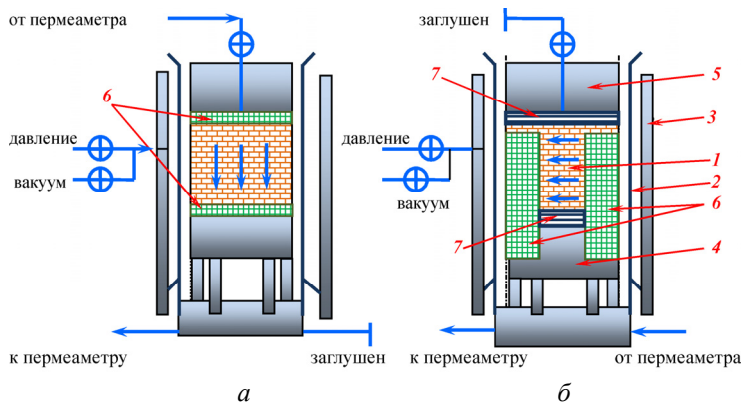


Рис. 2. Схема направления фильтрации газа через образец керна в кернодержателе Хасслера: а – измерение вертикальной проницаемости; б – измерение горизонтальной проницаемости; 1 – образец керна полного диаметра; 2 – резиновая манжета; 3 – корпус; 4 – нижний плунжер; 5 – верхний плунжер; 6 – проницаемые экраны; 7 – резиновые прокладки

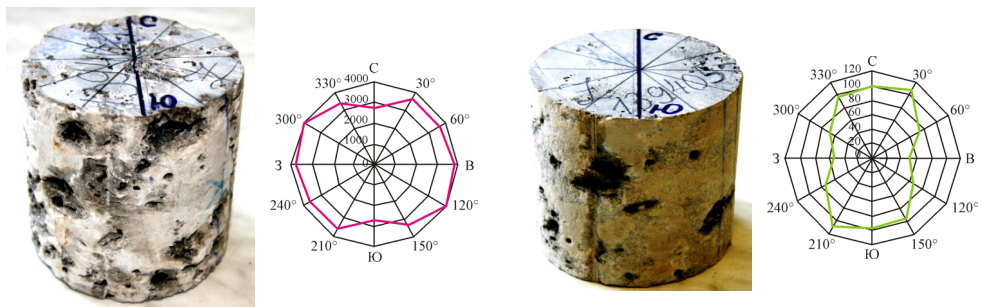


Рис. 3. Профиль изменения абсолютной горизонтальной газопроницаемости образца керна с сохраненным диаметром

можно производить отбор образцов для дальнейших исследований, таких как определение относительных фазовых проницаемостей и коэффициента вытеснения.

Результаты исследования анизотропии представлены на рис. 4 и 5. Диаграммы отображают распределения абсолютной газопроницаемости по направлениям.

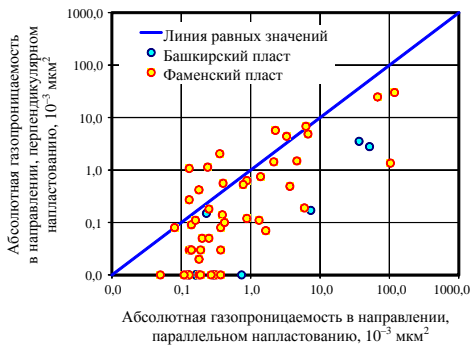


Рис. 4. Сопоставление горизонтальной и вертикальной проницаемости

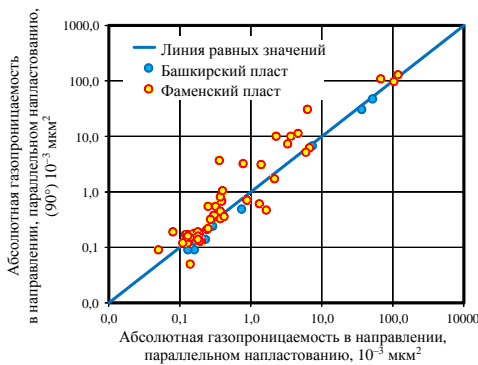


Рис. 5. Сопоставление горизонтальной проницаемости в двух направлениях

Как видно из рис. 4, для изучаемой коллекции кернового материала коэффициент вертикальной анизотропии (отношение значений коэффициентов абсолютной проницаемости по направлениям) составляет 1–2. Значения верти-

кальной анизотропии указывают на значительные различия элементов симметрии в вертикальном и горизонтальном направлениях.

Результаты исследования латеральной анизотропии представлены на рис. 5. Как видно, имеется латеральная анизотропия. Обычно считалось, что такой анизотропией можно пренебречь, однако наши исследования показали, что она может достигать 2–3 порядков. Важно подчеркнуть, что такие значения анизотропии можно получить только на полноразмерном керне.

Для учета масштабного эффекта при изучении вертикальной и латеральной анизотропии была проведена серия специальных экспериментов на образцах керна с сохраненным диаметром и стандартных образцах, выбуренных из этих же полноразмерных образцов. Абсолютная горизонтальная газопроницаемость на них также определялась в 6 направлениях. Затем из них изготавливались стандартные цилиндры, которые выбуривались из 3 сегментов, охватывающих все 6 направлений. На рис. 6 показана фотография полноразмерного образца керна после выбуривания из него образцов стандартного размера.

В одном направлении выбуривался цилиндр диаметром 30 мм на всю длину полноразмерного образца, из этого цилиндра уже изготавливались два цилиндра 30×30 мм. Как отмечалось ранее, из образцов керна со сложной структурой порового пространства очень сложно отбирать образцы стандартного размера, так как в процессе изготовления они разрушаются, скалываются и тем самым не дают возможности для их дальнейшего изучения.

Результаты проведенных исследований приведены в таблице. Цифры со звездочкой – образцы стандартного размера, выбуренные в том же направлении, что и образцы без звездочки, имеющие тот же лабораторный номер.



Рис. 6. Полноразмерный образец горной породы № 21 диаметром 100 мм со сложным типом коллектора и выбуренные из него цилиндры диаметром 30 мм

Результаты исследований по проницаемости на стандартных и полноразмерных образцах керна

Номер лаб.	$L$	$D$	$K_{пр.г}$ образца (30 мм), мкм <sup>2</sup>	$K_{пр.г}$ образца № 21 (100 мм), мкм <sup>2</sup>	Направление
21-1	3,05	3,00	1829,43	910, 47	1
21-2	2,94	3,02	151,27	1025, 85	2
21-2*	2,63	3,03	2654,29		
21-3	3,06	3,01	26,98	1100, 91	3
21-3*	3,04	3,01	330,11		

Как видно из таблицы, показания проницаемости по стандартным образцам и полноразмерным сильно отличаются, кроме того, так же отличаются значения проницаемостей образцов стандартного размера, выбуренных в одном направлении. Это свидетельствует о том, что стандартный образец не отражает полную картину фильтрационных свойств породы со сложным типом коллектора и может привести к значительным ошибкам. Проницаемость же, определенная на полноразмерном образце, более полно характеризует коллекторские свойства породы и еще больше приближает нас к истине.

**Заключение**

Высокая анизотропия коллекторских свойств у сложнопостроенных карбонатных коллекторов приводит к снижению достоверности полученных значений проницаемости при проведении лабораторных исследований на стандартных образцах керна.

На основе проведенных исследований и полученных результатов можно сделать следующие выводы:

1. При изучении анизотропии пласта по проницаемости на сложнопостроенных коллекторах необходимо проведение исследований на образцах керна с сохраненным при выбуривании на скважине диаметром (полноразмерном керна).

2. Для образцов со сложной структурой порового пространства экспериментально обнаружена существенная значимость латеральной анизотропии пласта, которую необходимо учитывать наряду с вертикальной анизотропией.

3. Предложенная методика исследования азимутальной анизотропии по проницаемости позволяет быстро и полно охарактеризовать симметрию порового пространства и выявить направление максимальной фильтрации в ненарушенных образцах.

4. Экспериментальные исследования распределения фильтрационного потока позволяют производить отбор образцов для дальнейших исследований, учитывая известное направление потока максимальной фильтрации, таких как определение относительных фазовых проницаемостей и коэффициента вытеснения.

5. При работе с ориентированным в пространстве керна информация о распределении потока фильтрации позволит строить объемные модели распределения потоков флюидов.

Список литературы

1. Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. – М.: Изд-во Рос. гос. гум. ун-та, 1999. – 285 с.
2. Гиматулинов Ш.К. Физика нефтяного пласта: учеб. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1971. – 312 с.
4. Гурбатова И.П., Михайлов Н.Н. Изучение анизотропии сложнопостроенных карбонатных коллекторов лабораторными методами // Актуальная проблема развития нефтегазового комплекса России: сб. тез. докл. VIII Всерос. науч.-техн. конф. – М., 2010. – Ч. 1. – С. 94–95.
5. Гурбатова И.П., Кузьмин В.А., Михайлов Н.Н. Влияние структуры порового пространства на масштабный эффект при изучении фильтрационно-емкостных свойств сложнопостроенных карбонатных коллекторов // Геология нефти и газа. – 2011. – № 2. – С. 74–82.
6. Кадет В.В., Дмитриев Н.М., Семенов А.А. Комплексные лабораторные исследования керна для определения фильтрационно-емкостных свойств анизотропных пористых сред // Интеграл. – 2006. – № 6 (32). – С. 26–27.
7. Методические рекомендации по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрографическими методами / под ред. В.И. Горояна, В.И. Петерсилье / Всерос. науч.-исслед. геол. нефт. ин-т. – М., 1978. – 394 с.
8. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов объемными методами / под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Порокуна, Г.Г. Яценко / Всерос. науч.-исслед. геол. нефт. ин-т. – М., 2003.
9. Михайлов Н.Н., Гурбатова И.П. Масштабный эффект при лабораторном определении фильтрационно-емкостных свойств сложнопостроенных карбонатных коллекторов // Технологии нефти и газа. – 2011. – № 4 (75). – С. 32–35.
10. Петерсилье В.И., Рабиц Э.Г., Белов Ю.Я. Методы и аппаратура для изучения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов на образцах большого размера / Всерос. науч.-исслед. геол. нефт. ин-т. – М., 1980. – 305 с.
11. Тиаб Дж., Доналдсон Э.Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов: пер. с англ. – М.: Премиум-Инжиниринг, 2009. – 868 с.
12. Хижняк Г.П. Использование материалов геофизических исследований скважин для оценки проницаемости терригенных пород // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6. – С. 86–88.
13. Advances in Core Evaluation. Accuracy and Precision in Reserves Estimation // Reviewed Proceedings of the First Society of Core Analysts European Core Analysis Symposium. – London, 1990.
14. Gorban B.D., Brigham W.E., Ramey J.H. Jr. Absolute Permeability as a Function of Confining Pressure, Pore Pressure and Temperature // SPE Form. Eval. – 1987. – March.
15. O'Connor P.A. Constant-Pressure Measurement of Steam-Water Relative Permeability / Stanford University. – Stanford, California, 2001. – June.
16. Recommended Practice for Core Analysis. API. RP 40. – 2nd ed. / American Petroleum Institute, 1998.

References

1. Bagrintseva K.I. Usloviia formirovaniia i svoistva karbonatnykh kollektorov nefiti i gaza [Formation conditions and features of carbonate oil and gas reservoirs]. Rossiiskii gosudarstvennyi gumanitarnyi universitet, 1999. 285 p.
2. Gimatulinov Sh.K. Fizika nefyianogo plasta [Physics of oil formation]. 2nd ed. Moscow: Nedra, 1971. 312 p.
4. Gurbatova I.P., Mikhailov N.N. Izuchenie anizotropii slozhnopostroennykh karbonatnykh kollektorov laboratornymi metodami [Study of anisotropy of complex carbonate reservoirs by laboratory methods]. *Sbornik tezisov dokladov na VIII Vserossiiskoi nauchno-tekhnichekskoi konferentsii "Aktual'naia problema razvitiia neftegazovogo kompleksa Rossii"*. Moscow, 2010, part 1, pp. 94–95.
5. Gurbatova I.P., Kuz'min V.A., Mikhailov N.N. Vliianie struktury porovogo prostranstva na masshtabnyi effekt pri izuchenii fil'tratsionno-emkostnykh svoistv slozhnopostroennykh karbonatnykh kollektorov [Effects of pore space structure on dimension effect in research of porosity and permeability properties of complex carbonate reservoirs]. *Geologiya nefiti i gaza*, 2011, no. 2, pp. 74–82.
6. Kadet V.V., Dmitriev N.M., Semenov A.A. Kompleksnye laboratornye issledovaniia kerna dlia opredeleniia fil'tratsionno-emkostnykh svoistv anizotropnykh poristykh sred [Complex core laboratory study to determine porosity and permeability properties of anisotropic pore media]. *Integral*, 2006, no. 6(32), pp. 26–27.
7. Metodicheskie rekomendatsii po issledovaniiu porod-kollektorov nefiti i gaza fizicheskimi i petrograficheskimi metodami [Guidelines for research of oil and gas reservoir units by physical and petrological

methods]. Ed. by V.I. Gorozian, V.I. Petersil'e. Moscow: Vserossiiskii nauchno-issledovatel'skii geologicheskii neftnoi institut, 1978. 394 p.

8. Metodicheskie rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov ob'emnymi metodami [Guidelines for evaluation of geological reserves by volumetric methods]. Ed by V.I. Petersil'e, V.I. Poroskun, G.G. Iatsenko. Moscow: Vserossiiskii nauchno-issledovatel'skii geologicheskii neftnoi institut, 2003.

9. Mikhailov N.N., Gurbatova I.P. Masshtabnyi effekt pri laboratornom opredelenii fil'tratsionno-emkostnykh svoystv slozhnoprostroennykh karbonatnykh kollektorov [Scale effect in laboratory research of porosity and permeability properties of complex carbonate reservoirs]. *Tekhnologii nefi i gaza*, 2011, no. 4(75), pp. 32–35.

10. Petersil'e V.I., Rabits E.G., Belov Iu.Ia. Metody i apparatura dlia izuchenii fil'tratsionno-emkostnykh svoystv porod-kollektorov na obratzakh bol'shogo razmera [Methods and equipment for analysis of porosity and permeability properties of reservoir formations on large samples]. Moscow: Vserossiiskii nauchno-issledovatel'skii geologicheskii neftnoi institut, 1980. 305 p.

11. Tiab Dzh., Donaldson E.Ch. Petrofizika: teoriia i praktika izuchenii kollektorskikh svoystv gornykh porod i dvizhenii plastovykh fluidov [Petrophysics: theory and practice of analyzing reservoir properties of rocks and motion of formation fluids]. Moscow: Premium-Inzhiniring, 2009. 868 p.

12. Khizhniak G.P. Ispol'zovanie materialov geofizicheskikh issledovani skvazhin dlia otsenki pronitsaemosti terrigennykh porod [Using data of geophysical well studies to evaluate permeability of terrigenous rocks]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2011, no. 6, pp. 86–88.

13. Advances in Core Evaluation. Accuracy and Precision in Reserves Estimation. *Reviewed Proceedings of the First Society of Core Analysts European Core Analysis Symposium*. London, 1990.

14. Gorban B.D., Brigham W.E., Ramey J.H. Jr. Absolute Permeability as a Function of Confining Pressure, Pore Pressure and Temperature. *SPE Form. Eval*, 1987, March.

15. O'Connor P.A. Constant-Pressure Measurement of Steam-Water Relative Permeability. Stanford University. Stanford, California, 2001, June.

16. Recommended Practice for Core Analysis. API. RP 40. 2nd ed. American Petroleum Institute, 1998, February.

#### Об авторах

**Гурбатова Ирина Павловна** (Пермь, Россия) – кандидат технических наук, заместитель начальника центра исследования керна и пластовых флюидов филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (614066, г. Пермь, ул. Советской Армии, 29).

**Плотников Владимир Викторович** (Пермь, Россия) – начальник отдела литолого-физических исследований филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (614066, г. Пермь, ул. Советской Армии, 29).

**Попов Никита Андреевич** – заведующий лабораторией стандартных исследований отдела литолого-физических исследований филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (614066, г. Пермь, ул. Советской Армии, 29).

**Сысоев Иван Викторович** (Пермь, Россия) – инженер стандартных исследований отдела литолого-физических исследований филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (614066, г. Пермь, ул. Советской Армии, 29; e-mail: Ivvis-sn@yandex.ru).

#### About the authors

**Irina P. Gurbatova (Perm, Russian Federation)** – Ph.D. in Technical Sciences, Deputy Head of Core and Formation Fluid Research Centre, Branch of LLC “LUKOIL-Engineering” “PermNIPINeft” in Perm (614066, Perm, Sovetskoy Armii st., 29).

**Vladimir V. Plotnikov (Perm, Russian Federation)** – Head of Litho-Physical Research Department, Branch of LLC “LUKOIL-Engineering” “PermNIPINeft” in Perm (614066, Perm, Sovetskoy Armii st., 29).

**Nikita A. Popov (Perm, Russian Federation)** – Head of the Standard Research Laboratory, Litho-Physical Research Department, Branch of LLC “LUKOIL-Engineering” “PermNIPINeft” in Perm (614066, Perm, Sovetskoy Armii st., 29).

**Ivan V. Sysoev (Perm, Russian Federation)** – Engineer, Standard Research Laboratory, Litho-Physical Research Department, Branch of LLC “LUKOIL-Engineering” “PermNIPINeft” in Perm (614066, Perm, Sovetskoy Armii st., 29; e-mail: Ivvis-sn@yandex.ru).

Получено 6.11.2014