



УДК 622.276+553.982.23.08(470.13)

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2020

ВЛИЯНИЕ ЛИТОГЕНЕТИЧЕСКОГО ТИПА ГОРНЫХ ПОРОД НА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА (НА ПРИМЕРЕ ПЕРМОКАБОНОВОЙ ЗАЛЕЖИ УСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

Н.А. Попов, И.С. Путилов, А.А. Гуляева, Е.Е. Винокурова, Ю.В. Файрузова

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (614015, Россия, г. Пермь, ул. Пермская, 3а)

INFLUENCE OF THE LITHOGENESIS TYPE OF ROCKS ON POROSITY AND PERMEABILITY PROPERTIES (THE CASE OF THE PERMO- CARBONIFEROUS DEPOSIT OF THE USINSKOYE FIELD)

Nikita A. Popov, Ivan S. Putilov, Anastasiia A. Guljaeva, Ekaterina E. Vinokurova, Iuliia V. Fairuzova

PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (3a Permskaya st., Perm, 614015, Russian Federation)

Получена / Received: 07.02.2020. Принята / Accepted: 15.04.2020. Опубликовано / Published: 15.06.2020

Ключевые слова:

лабораторные исследования
керна, фильтрационно-
емкостные свойства,
анизотропия свойств,
полноразмерные образцы керна,
математико-статистический
анализ, классификация по
Данему.

Анализируется разработка методических приемов для дифференциации фильтрационно-емкостных и петрографических свойств в зависимости от фациальной принадлежности. Детально изучено влияние структуры по Данему на изменения фильтрационно-емкостных свойств, в том числе с использованием полноразмерных образцов керна. В качестве объекта исследований выбрана пермокарбонатная залежь Усинского месторождения. Коллекторские характеристики рассматриваемой толщи весьма неоднородны: наряду с высокопористыми и кавернозными породами в разрезе имеются низкопористые и трещиноватые разности, причем это относится к породам разного литологического состава.

Изучение фильтрационно-емкостных свойств было проведено более чем на 9000 стандартных образцов керна и около 1000 образцов полноразмерного керна, которые учитывают масштабный фактор и включают в себя микротрещины, каверны большого размера и матрицу породы, соизмеримые с размерами образцов. Для сложнопостроенных карбонатных коллекторов особенно важным является анализ максимального диапазона изменений. В свою очередь на основании проведенных литолого-петрографических и петрофизических исследований авторами было выделено четыре типа коллекторов и восемь различных литогенетических типов, для каждого из которых оценены геолого-физические параметры. На основании построенных графиков накопленной корреляции удалось выделить четыре зоны неоднородности, которые обусловлены влиянием свойств образцов керна разных литогенетических типов. По результатам проведенных петрографических и петрофизических исследований впервые для Усинского месторождения изучено влияние различных петролитотипов на изменения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. С учетом всех проведенных экспериментов установлено, что породы пермокарбонатной залежи Усинского месторождения характеризуются крайней неоднородностью емкостных свойств, меняющихся в широких пределах. В связи с этим необходимо выполнять дифференциации петрофизических связей типа «кern – kern» в зависимости от структуры пустотного пространства и литологического типа пород.

Key words:

laboratory core study, porosity and permeability properties, anisotropy of properties, full-size core samples, mathematical and statistical analysis, Dunham classification.

The development of differentiation methods for porosity, permeability and petrographic properties depending on the facies is analysed. The influence of structure (as per Dunham classification) on the changes in porosity and permeability, including the use of full-size core samples, has been studied in depth. Permo-Carboniferous deposit of Usinskoye field has been selected as the study target. Reservoir properties of the strata under study are highly heterogeneous: along with highly porous and cavernous rocks there are low-porous and cracked varieties in the section, which applies to rocks of different lithological composition.

Porosity and permeability properties were analysed for more than 9000 standard core samples and ca. 1.000 full-size core samples, factoring in the scale effect and including microfractures, large caverns and rock matrix, commensurate with sample sizes. Analysis of maximum variation range is of particular importance for structurally complex carbonate reservoirs. Furthermore, based on the conducted lithologic, petrographic and petrophysical studies, the Authors identified four types of reservoirs and eight different types of lithogenesis, for each of which geological and physical parameters were estimated. Based on the cumulative correlation plots, four zones of heterogeneity were identified, that are subject to the influence of properties of core samples of different lithogenesis types. From the petrographic and petrophysical research findings, the influence of various petrotypes/lithotypes on changes in porosity and permeability of reservoirs was studied for Usinskoye field for the first time. Following all the conducted experiments, it has been established that the rocks of the Permo-Carboniferous deposit of the Usinskoye field show extreme heterogeneity of porosity properties that vary over a wide range. In this connection, 'core to core' petrophysical correlations shall be differentiated depending on the structure of void space and lithology of rocks.

Попов Никита Андреевич – начальник Управления комплексных исследований керна Центра исследования керна и пластовых флюидов (тел.: + 007 342 701 57, e-mail: Nikita.Popov@pnn.lukoil.com). Контактное лицо для переписки.

Путилов Иван Сергеевич – доктор технических наук, заместитель директора филиала по научной работе в области геологии (тел.: +007 342 364 58, e-mail: Ivan.Putilov@pnn.lukoil.com).

Гуляева Анастасия Андреевна – инженер 2-й категории отдела подсчета запасов северной группы месторождений Волго-Уральского региона (тел.: + 007 342 364 91, e-mail: Anastasiia.Guljaeva@pnn.lukoil.com).

Винокурова Екатерина Евгеньевна – главный специалист отдела литологии и стратиграфии Управления комплексных исследований керна Центра исследования керна и пластовых флюидов (тел.: +007 342 364 99, e-mail: Ekaterina.Vinokurova@pnn.lukoil.com).

Файрузова Юлия Владимировна – геолог 2-й категории отдела геологического моделирования Тимано-Печорского региона (тел.: +007 342 364 91, e-mail: Yulija.Fairuzova@pnn.lukoil.com).

Nikita A. Popov (Scopus ID 56088494600) – Head of the Department for Comprehensive Core Research of the Center for Core and Formation Fluid Research (tel.: + 007 342 701 57, e-mail: Nikita.Popov@pnn.lukoil.com). The contact person for correspondence.

Ivan S. Putilov (Scopus ID 2572377700) – Doctor of Engineering, Deputy Director of the Branch for Scientific Work in the Field of Geology (tel.: +007 342 364 58, e-mail: Ivan.Putilov@pnn.lukoil.com).

Anastasiia A. Guljaeva – 2nd category Engineer of the Division for Estimation of the Reserves of the Northern group fields of the Volga-Ural region (tel.: + 007 342 364 91, e-mail: Anastasiia.Guljaeva@pnn.lukoil.com).

Ekaterina E. Vinokurova – Chief Specialist of the Division of Lithology and Stratigraphy of the Department for Comprehensive Core Research of the Center for Core and Formation fluid Research (tel.: +007 342 364 99, e-mail: Ekaterina.Vinokurova@pnn.lukoil.com).

Iuliia V. Fairuzova – 2nd category Geologist of the Division of Geological Modeling of the Timan-Pechora region (tel.: +007 342 364 91, e-mail: Yulija.Fairuzova@pnn.lukoil.com).

Введение

Информация о фильтрационно-емкостных свойствах чрезвычайно важна при составлении проектных документов, при подсчете запасов нефти и газа, для геологического моделирования и планировании геологоразведочных работ. Целью данной работы является детальное изучение влияния структуры по Данему на изменения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), в том числе с использованием полноразмерных образцов керна.

Разрабатываются методические приемы для дифференциации фильтрационно-емкостных и петрографических свойств в зависимости от фациальной принадлежности. Правильность оценки фильтрационно-емкостных свойств разрабатываемых пластов-коллекторов в большой степени зависит от обеспеченности петрофизической основой [1–3]. Лабораторные исследования керна являются единственным прямым способом получения такой информации [4–9].

Лабораторные исследования

В качестве объекта исследований была выбрана пермокарбонная залежь Усинского месторождения. Изучение фильтрационно-емкостных свойств проведено более чем на 9000 стандартных образцов керна и около 1000 образцов полноразмерного керна, которые учитывают масштабный фактор и включают в себя микротрещины, каверны большого размера и матрицу породы, соизмеримые с размерами образцов [10–16]. Для сложнопостроенных карбонатных коллекторов особенно важным является охват максимального диапазона изменения ФЕС [17]. Коэффициент открытой пористости на стандартных образцах керна был определен методом жидкостенасыщения (метод Преображенского) и гидростатического взвешивания с учетом внешних каверн согласно ГОСТ 26450.1-85 [18], коэффициент открытой пористости полноразмерных образцов – методом МР-ИСМ-03-ОЛФИ-046-2013 [19]. В результате литолого-петрографических и петрофизических исследований установлено, что породы изученного разреза обладают неоднородными, но в основном достаточно хорошими фильтрационно-емкостными свойствами, что в свою очередь связано с фациальной принадлежностью: распределение пор, каверн и трещин, а также с их морфологическими особенностями. Как показали данные литолого-петрографических исследований, изученные породы (данного разреза) в своем геологическом развитии подвергались широкому спектру постседиментационных преобразований: уплотнению, перекристаллизации, кальцитизации, доломитизации, окремнению, стилолитизации, трещиноватости и выщелачиванию.

Каждый из перечисленных вторичных процессов оказывал неоднозначное влияние на формирование пустотного пространства на различных этапах литогенеза. Интенсивность их проявления в различных по структуре карбонатных породах соответственно также различная.

Коллекторские характеристики рассматриваемой толщи весьма неоднородны: наряду с высокопористыми и кавернозными породами в разрезе имеются низкопористые и трещиноватые разности, причем это относится к породам разного литологического состава. Для таких коллекторов особенно важно проводить исследования как на стандартных образцах керна, так и на образцах с сохраненным при выбуривании диаметром, поскольку они наиболее достоверно отражают гидродинамическую картину процессов, протекающих в пласте-коллекторе [20–38]. Встречаются интервалы, где отложения характеризуются низкой матричной пористостью, в то время как проницаемость достигает высоких значений. Изучение емкостного пространства пород данного разреза позволило выявить его структуру, строение и с помощью результатов петрофизических анализов определить типы коллекторов. В целом отложения изученного разреза могут быть отнесены к разноемкому коллектору сложного типа. Для проведения специальных литолого-петрографических и петрофизических исследований из общей выборки была подобрана коллекция из 5000 образцов керна правильной геометрической формы, и на них была определена открытая пористость и абсолютная газопроницаемость. В результате проведенных исследований выделено четыре типа коллекторов, характеризующихся различной структурой порового пространства горных пород (рис. 1):

1. Трещинный коллектор (присутствуют трещины) – определяющая роль трещин в пористости и проницаемости.

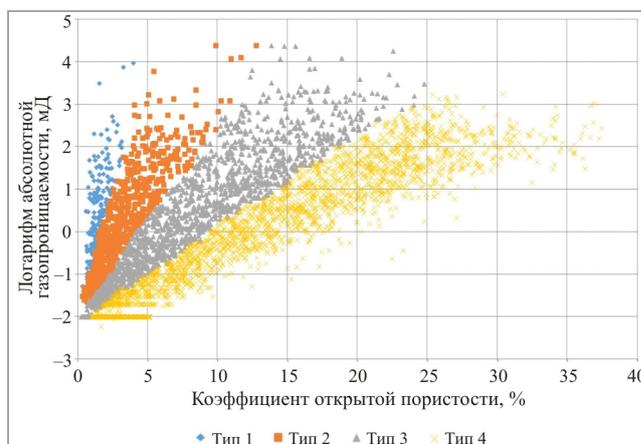


Рис. 1. Сопоставление открытой пористости и газопроницаемости стандартных образцов карбонатных пород пермокарбонной залежи

2. Трещинно-каверново-поровый тип коллектора (присутствуют каверны и трещины) – сложный тип коллектора, все виды пустот влияют на ФЕС.

3. Каверново-поровый коллектор – в эту группу вошли образцы, имеющие большую емкость каверн.

4. Поровый коллектор (каверны и/или трещины отсутствуют) – определяющая роль поровых каналов в пористости и проницаемости.

Первый тип коллектора характеризуется низкой матричной пористостью. Повышенное значение коэффициента газопроницаемости вызвано трещинами горизонтальной и наклонной ориентировки. Трещины открытые, прерывистые, короткие и протяженные, приурочены к участкам, обогащенным глинистым веществом и стилолитам. По ходу трещин развиваются вторичные поры выщелачивания. Отмечаются единичные минеральные трещины, которые имеют извилистую конфигурацию, прерывистые, выполненные светлым тонко-мелкозернистым кальцитом, в единичных случаях кремнеземом.

Во втором типе весьма велика роль трещин как дополнительных путей фильтрации битуминозного органического вещества. Емкость породы определяется вторичными и первичными порами. Среди первичных пор выделяются седиментационные и диагенетической перекристаллизации, среди вторичных – выщелачивания, унаследованные по первичным порам и вновь образованные по трещинам и стилолитам. Трещины не выдержаны по ширине, протяженные и короткие, извилистые и прямолинейные. Участками трещины выщелочены. Присутствует множество нитевидных сомкнутых трещин.

Третий тип характеризуется изменением фильтрационно-емкостных свойств в широком диапазоне. Поры и каверны выщелачивания имеют неправильную, удлиненную и изометричную форму. Поры сообщающиеся. Часть мелких межзерновых пор (пор доломитизации / перекристаллизации) частично или полностью заполнена коричневым битуминозным органическим веществом. Некоторые пустоты образованы в результате выщелачивания органических остатков (слепковая пористость). Локально поры заполнены аутигенным кремнистым материалом, который представлен кварцем и реже веерообразным халцедоном. Стилолиты в типе 3 встречаются реже, чем в типе 2.

Четвертый тип характеризуется поровым типом коллектора. Развиваются пустоты неравномерно, в основном по цементу, реже – во внутрискелетных полостях органических остатков. Форма пустот самая разнообразная. Отдельные пустоты частично или полностью залечены кальцитом. Мелкие поры иногда заполнены коричневым битуминозным органическим веществом. Некоторые поры имеют форму органических остатков (следовая пористость). Межзерновые и внутриформенные поры иногда развиваются вблизи стилолитовых швов, а

также в разделительных пленках стилолитов и по ходу минеральных и открытых трещин.

В табл. 1 представлено распределение коэффициента открытой пористости и абсолютной газопроницаемости в зависимости от типа коллектора. Исходя из полученных статистических результатов, можно сделать следующие выводы: к трещинному коллектору относятся 173 образца зерна (3,2 %); к трещинно-каверново-поровому – 797 (14,7 %); к каверново-поровому – 1675 (30,9 %); к поровому коллектору – 2782 (51,2 %). Таким образом, большинство образцов из изученной выборки относятся к поровому типу коллектора, а наименьшее количество образцов – к трещинному. Трещинный коллектор характеризуется пористостью до 2 %, в то время как проницаемость достигает значений до 10 Д (Дарси); трещинно-каверново-поровый – изменением открытой пористости в диапазоне от 0 до 17 % и газопроницаемостью выше 1 Д; каверново-поровый – открытой пористостью в диапазоне от 0 до 27 % и газопроницаемостью выше 1 Д; в поровом коллекторе – открытая пористость варьируется в широких пределах – от 0 до 37 %, газопроницаемость – до 1 Д.

Анализ полученных результатов

На основании проведенных литолого-петрографических исследований установлено, что в породах Усинского месторождения выделяются следующие литогенетические типы: мадстоуны, вакстоуны, пакстоуны, грейнстоуны, баундстоуны, флаутстоуны, рудстоуны и кристаллический карбонат. В табл. 2 приведено сопоставление типов структуры по Данему с их геолого-физическими параметрами. Анализ средних значений дисперсий и интервалов параметров показывает, что однозначно разделить на типы структур по геолого-геофизическим параметрам нельзя [39–46]. Удалось установить, что из изученных литогенетических типов наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами обладает кристаллический карбонат: средняя открытая пористость составляет 19,51 %, средняя абсолютная газопроницаемость – 106,71 мД. Наихудшими фильтрационно-емкостными свойствами обладают флаутстоуны: средняя открытая пористость – 7,65 %, средняя абсолютная газопроницаемость – 6,41 мД.

С целью детального изучения влияния литологических особенностей на изменения емкостных свойств для 5000 образцов зерна был построен график накопленной корреляции Пирсона от коэффициента открытой пористости (рис. 2, а). Разрывы, перерывы и кривизна на графике отражают изменение структуры порового пространства в разных диапазонах и позволяют выделить зоны неоднородности. Как можно увидеть, на графике выделяются четыре зоны. Это обусловлено влиянием свойств образцов зерна, которые принадлежат к разным литогенетическим типам.

Таблица 1

Распределение коэффициента открытой пористости и абсолютной газопроницаемости в зависимости от типа коллектора

Параметр	Тип коллектора								Общее количество, шт.
	трещинный		трещинно-каверново-поровый		каверново-поровый		поровый		
	абс.	%	абс.	%	абс.	%	абс.	%	
K_p , %:									
от 0 до 5 (зона 1)	173	7,2	665	27,5	714	29,5	866	35,8	2418
от 5 до 12 (зона 2)	0	0,0	131	10,3	595	46,6	551	43,1	1277
от 12 до 20 (зона 3)	0	0,0	1	0,1	339	33,9	661	66,0	1001
Выше 20 (зона 4)	0	0,0	0	0,0	27	3,7	704	96,3	731
Среднее значение по всем зонам	173	3,2	797	14,7	1675	30,9	2782	51,2	5427
$K_{пр}$, мД:									
0,01–1 (зона 1)	56	2,0	450	16,1	835	29,9	1448	51,9	2789
от 1 до 10 (зона 2)	64	6,1	161	15,4	305	29,2	513	49,2	1043
от 10 до 100 (зона 3)	39	3,8	126	12,4	296	29,2	552	54,5	1013
выше 100 (зона 4)	14	2,4	60	10,3	239	41,1	269	46,2	582
Среднее значение по всем зонам	173	3,2	797	14,7	1675	30,9	2782	51,2	5427

Таблица 2

Соотношение классификации пород по Данему и полученных в лабораторных условиях геолого-физических параметров пород

Тип структуры по Данему	Геолого-физический параметр						
	количество определений, шт.	проницаемость, 10–3 мкм ²	пористость, %	плотность мин., г/см ³	содержание кальцита, %	содержание доломита, %	нераст. ост., %
Мадстоун	6	$\frac{152,42 \pm 129,17}{3,27-227,00}$	$\frac{10,14 \pm 7,18}{1,85-14,28}$	$\frac{2,68 \pm 0,01}{2,68-2,69}$	$\frac{35,90 \pm 28,20}{19,60-68,50}$	$\frac{3,00 \pm 5,25}{0,00-9,10}$	$\frac{61,00 \pm 33,46}{22,40-80,40}$
Вакстоун	14	$\frac{8,08 \pm 12,30}{0,01-26,01}$	$\frac{5,35 \pm 0,93}{3,99-6,00}$	$\frac{2,70 \pm 0,02}{2,67-2,72}$	$\frac{93,10 \pm 10,60}{77,40-100,00}$	$\frac{0,70 \pm 1,45}{0,00-2,90}$	$\frac{6,20 \pm 10,95}{0,00-22,60}$
Пакстоун	225	$\frac{9,13 \pm 33,47}{0,01-257,20}$	$\frac{6,62 \pm 5,84}{0,59-27,02}$	$\frac{2,70 \pm 0,02}{2,64-2,83}$	$\frac{86,50 \pm 22,16}{0,00-100,00}$	$\frac{5,20 \pm 16,52}{0,00-98,00}$	$\frac{8,30 \pm 15,90}{0,00-74,80}$
Грейнстоун	190	$\frac{13,16 \pm 35,41}{0,01-242,60}$	$\frac{9,33 \pm 6,32}{0,51-22,45}$	$\frac{2,70 \pm 0,01}{2,66-2,74}$	$\frac{95,60 \pm 7,10}{52,70-100,00}$	$\frac{0,10 \pm 0,61}{0,00-6,80}$	$\frac{4,40 \pm 7,05}{0,00-47,30}$
Баундстоун	427	$\frac{97,85 \pm 325,33}{0,01-2016,00}$	$\frac{6,90 \pm 5,98}{0,37-25,58}$	$\frac{2,70 \pm 0,02}{2,64-2,84}$	$\frac{93,50 \pm 11,36}{0,00-100,00}$	$\frac{1,10 \pm 7,68}{0,00-100,00}$	$\frac{5,40 \pm 8,07}{0,00-70,20}$
Флаутстоун	43	$\frac{6,41 \pm 13,95}{0,01-46,97}$	$\frac{7,65 \pm 6,64}{0,73-21,91}$	$\frac{2,72 \pm 0,05}{2,68-2,88}$	$\frac{88,20 \pm 22,81}{0,00-100,00}$	$\frac{7,30 \pm 21,04}{0,00-86,80}$	$\frac{4,50 \pm 3,80}{0,00-13,20}$
Рудстоун	197	$\frac{10,87 \pm 46,56}{0,01-300,50}$	$\frac{4,50 \pm 4,00}{0,98-21,89}$	$\frac{2,69 \pm 0,02}{2,62-2,78}$	$\frac{94,10 \pm 8,63}{52,90-100,00}$	$\frac{3,00 \pm 7,69}{0,00-47,10}$	$\frac{2,90 \pm 3,57}{0,00-22,20}$
Кристаллический карбонат (доломит)	148	$\frac{106,71 \pm 200,27}{0,01-1055,00}$	$\frac{19,51 \pm 9,73}{0,94-37,02}$	$\frac{2,80 \pm 0,04}{2,69-2,84}$	$\frac{18,40 \pm 32,87}{0,00-99,00}$	$\frac{74,70 \pm 32,02}{0,00-98,60}$	$\frac{7,00 \pm 6,98}{0,00-33,60}$

Примечание: в числителе – коэффициент газопроницаемости, мД; в знаменателе – номер зоны.

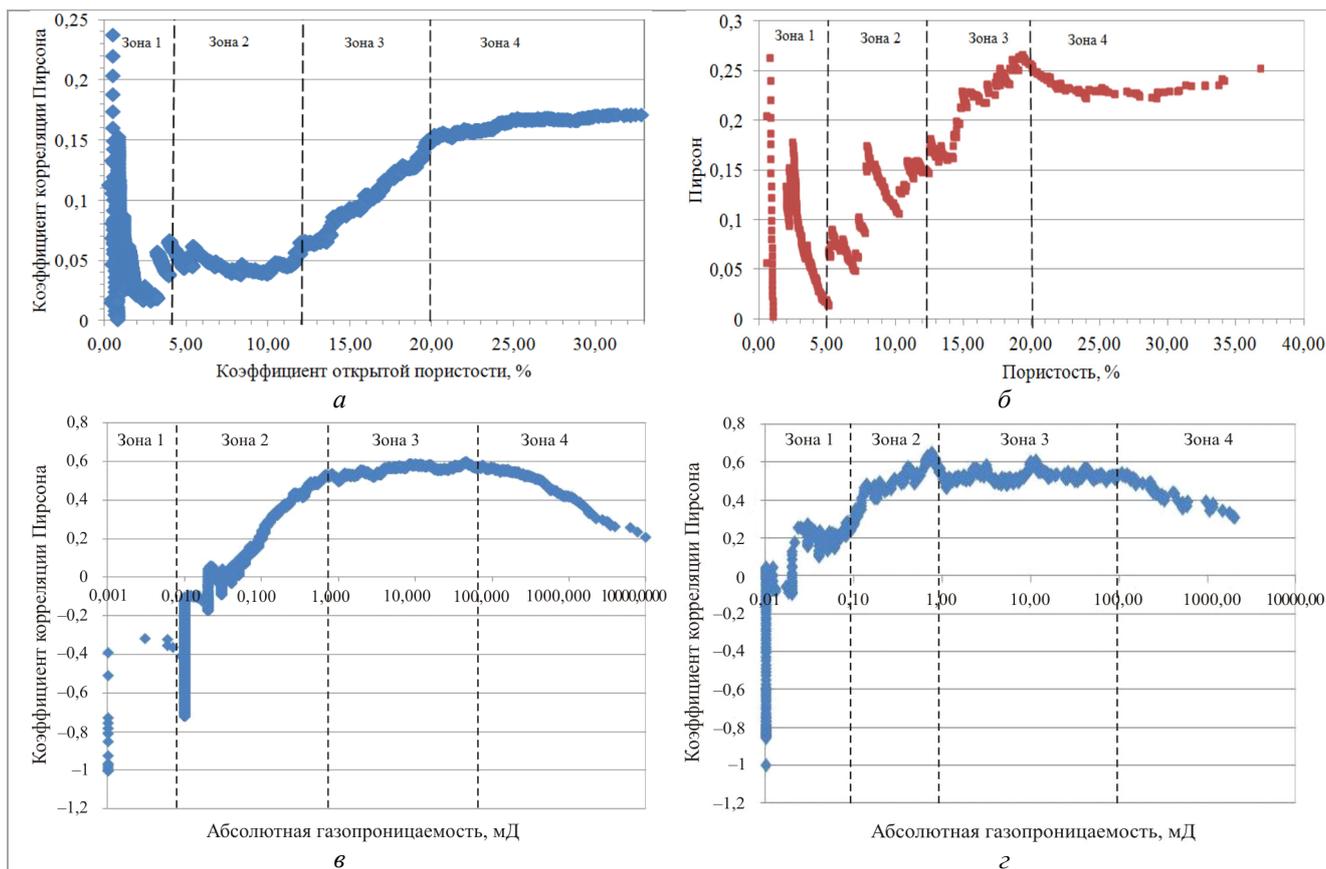


Рис. 2. График изменения коэффициента корреляции Пирсона: *а* – от открытой пористости для всей выборки образцов; *б* – от открытой пористости для образцов с выделенной структурой по Данему; *в* – от абсолютной газопроницаемости для всей выборки образцов; *з* – от абсолютной газопроницаемости для образцов с выделенной структурой по Данему. На графиках приведены образцы стандартного размера

Для оценки влияния на емкостные свойства образцов с различной литогенетической принадлежностью на материале более чем 1000 образцов, на которых удалось выделить принадлежность к определенной структуре по Данему, был построен аналогичный график накопленной корреляции Пирсона от коэффициента открытой пористости (рис. 2, б). Аналогично рис. 2, а, на графике можно наблюдать четыре зоны. Несмотря на меньшую выборку, характер графика является в целом идентичен представленному на рис. 2, а. Как видно из рис. 2 (а, б) в диапазоне открытой пористости от 0 до 5 % в зоне 1 наблюдается рассеивание точек по образцам керна. В диапазоне пористости от 5 до 20 % корреляционная связь демонстрирует плавный рост при некоторых разрывах корреляционной связи, которые обусловлены изменением структуры пустотного пространства и влиянием пород различных литогенетических типов. Начиная с пористости 20 % (зона 4) происходит почти полная стабилизация. Это обусловлено вкладом в пустотное пространство пород в основном только одного литогенетического типа – кристаллического карбоната. В табл. 3 показан вклад структуры по

Данему на распределение открытой пористости по всему диапазону свойств для каждой из зон. Для открытой пористости в диапазоне от 0 до 20 % наибольший вклад несут баундстоуны, выше 20 % – кристаллический карбонат. В наименьшей степени влияние оказывают мадстоуны, вакстоуны и флаутстоуны.

Для определения влияния литологических особенностей на изменения фильтрационных свойств для 5000 образцов керна был построен график накопленной корреляции Пирсона от коэффициента абсолютной газопроницаемости для всей выборки (рис. 2, в) и для образцов, на которых была выделена структура по Данему (рис. 2, з). Количество зон на графиках выделяется по аналогии с другими данными, представленными на рис. 2 (а, б). Это обусловлено схожестью процессов влияния литогенетических типов на фильтрационно-емкостные свойства изучаемых коллекторов.

Для распределения абсолютной газопроницаемости во всем диапазоне свойств наибольший вклад несут баундстоуны (см. табл. 3). Это означает их равномерное распределение и сильное влияние по всему диапазону свойств. Наименьшее влияние несут мадстоуны, вакстоуны и флаутстоуны.

Таблица 3

Вклад структуры по Данему на распределение открытой пористости и газопроницаемости по всему диапазону свойств

Параметр	Мадстоун		Вакстоун		Пакстоун		Грейнстоун		Баундстоун		Флаутстоун		Рудстоун		Кристаллический карбонат		Общее
	абс.	%	абс.	%	абс.	%	абс.	%	абс.	%	абс.	%	абс.	%	абс.	%	
$K_{п}$, %:																	
от 0 до 5 (зона 1)	1	0,4	2	0,8	60	22,6	25	9,40	95	35,7	10	3,8	67	25,2	6	2,1	266
от 5 до 12 (зона 2)	–	–	4	2,4	41	24,6	19	11,4	56	33,5	8	4,8	30	18,0	9	5,4	167
от 12 до 20 (зона 3)	2	1,4	1	0,8	17	12,9	38	28,8	34	27,3	6	4,5	18	13,6	16	12,1	132
выше 20 (зона 4)	1	1,4	3	4,1	15	20,3	7	9,5	16	23,0	1	1,4	8	10,8	23	31,1	74
Среднее значение по всем зонам	4	0,6	10	1,6	133	20,8	89	13,9	201	31,5	25	3,9	123	19,2	54	8,5	639
$K_{пр}$, мД:																	
0,01–1 (зона 1)	–	–	5	1,4	86	24,7	41	11,8	110	31,6	15	4,3	77	22,1	14	4,0	348
от 1 до 10 (зона 2)	2	1,6	3	2,3	22	17,1	20	15,5	38	29,5	6	4,7	27	20,9	11	8,5	129
от 10 до 100 (зона 3)	–	–	2	1,7	20	17,4	24	20,9	32	27,8	2	1,7	17	14,8	18	15,7	115
выше 100 (зона 4)	2	4,3	–	–	5	10,6	4	8,5	21	44,7	2	4,3	2	4,3	11	23,3	47
Среднее значение по всем зонам	4	0,6	10	1,6	133	20,8	89	13,9	201	31,5	25	3,9	123	19,2	54	8,5	639

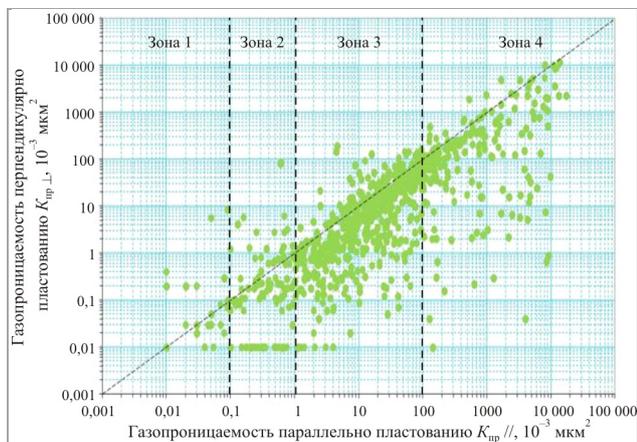


Рис. 3. Сопоставление газопроницаемости карбонатных пород пермокарбонтовой залежи параллельно и перпендикулярно напластованию

Отличительной чертой коллекторов Усинского месторождения является резкая анизотропия фильтрационных свойств. Проницаемость полно-размерных образцов по направлениям изменяется на 1–2, иногда на 3 порядка, в отдельных случаях разница достигает 4 порядков. Сопоставление газопроницаемости по направлениям представлено на рис. 3. На графике выделены четыре зоны. Можно наблюдать, что в зависимости от зоны определяется разная степень азимутальной

неоднородности. В зоне 1 и 2 азимутальная анизотропия является не такой значительной, как в зонах 3 и 4.

Газопроницаемость, измеренная в направлении, параллельном напластованию, колеблется в пределах $(0,01–15578,66)10^{-3} \text{ мкм}^2$ при среднем значении $430,20 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, а перпендикулярно напластованию в пределах $(<0,01–11467,87)10^{-3} \text{ мкм}^2$ при среднем значении $222,37 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Коэффициент анизотропии – величина, выражаемая квадратным корнем из частного от деления значения проницаемости пласта в горизонтальном направлении на проницаемость его по вертикали, – составил 1,58. Необходимо отметить, что породы Усинского месторождения наряду с вертикальной обладают также и латеральной анизотропией. Коэффициент латеральной анизотропии составляет 1,34.

Заключение

На основании литолого-петрографических и петрофизических исследований для Усинского месторождения было изучено влияние, которое оказывают различные петролитотипы на изменения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. Авторами выделено четыре типа коллекторов и восемь различных литогенетических типов, для каждого из которых оценены геолого-физические

параметры. На основании построенных графиков накопленной корреляции удалось выделить четыре зоны неоднородности, которые обусловлены влиянием свойств образцов керна разных литогенетических типов. Оценен эффект влияния структурной неоднородности и влияние литогенетического типа на изменение фильтрационно-емкостных свойств во всем их диапазоне. В результате исследований на полноразмерном керне с учетом выделенных зон впервые удалось оценить степень азимутальной анизотропии для каждой из зон. С учетом всех проведенных экспериментов установлено, что породы пермокарбонатовой залежи Усинского месторождения характеризуются крайней неоднородностью емкостных свойств, которые меняются в широких пределах. В связи с этим необходимо выполнять дифференциации петрофизических связей типа «кern – kern» в зависимости от структуры пустотного пространства и литологического типа пород.

Библиографический список

1. Гурбатова И.П., Мелехин С.В., Юрьев А.В. Особенности изучения петрофизических и упругих свойств керна в сложнопостроенных коллекторах нефти и газа при моделировании термобарических пластовых условий // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 5. – С. 67–72.
2. Костин Н.Г., Губайдуллин М.Г. Влияние размеров исследуемых образцов керна на величину коэффициента пористости карбонатных и терригенных коллекторов // Геологические опасности: материалы XV Всерос. конф. с междунар. участием. – Архангельск, 2009. – С. 248–250.
3. Петерсилье В.И., Рабиц Э.Г., Белов Ю.Я. Методы и аппаратура для изучения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов на образцах большого размера. – М.: Недра, 1980. – 53 с.
4. Алексин Г.А., Клещев А.А., Россихин Ю.А. Перспективы поисков нефти и газа на севере Тимано-Печорской провинции. – М.: ВНИИОЭНГ, 1982. – 44 с.
5. Dougias R., Rasoul A. Reconsidering Klinkenbergs permeability data. – SCA. Norway, 2018. – 1 p.
6. Arabjamaloei R., Daniels D., Ebeltoft E. Validation of permeability and relative permeability data using mercury injection capillary pressure data. – SCA. Norway, 2018. – 2 p.
7. Shaw D., Mastaghimi P., Hussein F., Armstrong R. Insights, trends and challenges associated with measuring goal relative permeability. – SCA. Norway, 2018. – 10 p.
8. Pruno S., Rodvent H.E., Scjaeveland O. Measurement of spontaneous imbibition capillary pressure saturation and resistivity index by counter technique at net reservoir stress and elevated temperature. – SCA. Norway, 2018. – 2 p.
9. A fast method for trapped gas determination / P. Faurissoux, M. Lutui-Tefuka, C. Caubit, B. Lalanne, B. Nicot. – SCA. Norway, 2018. – 2 p.
10. 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.
11. 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.
12. Особенности изучения карбонатных пород-коллекторов лабораторными методами / Фил. ООО «ЛУКОЙЛ-инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми; И.П. Гурбатова, Д.В. Глушков, П.Н. Рехачев, С.В. Мелехин, Н.А. Попов. – Пермь: Астер Диджитал, 2017. – 264 с.
13. Михайлов Н.Н., Гурбатова И.П. Масштабный эффект при лабораторном определении фильтрационно-емкостных свойств сложнопостроенных карбонатных коллекторов // Технологии нефти и газа. – 2011. – Т. 75, № 4. – С. 32–35.
14. Эпоха полноразмерного керна при лабораторных исследованиях технологий повышения нефтеотдачи пластов / И.С. Путилов, П.Н. Рехачев, И.П. Гурбатова, Н.Н. Барковский, О.И. Якимов, О.А. Морозюк // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т. 15, № 19. – С. 155–164. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.19.6
15. Суходанова С.С. Создание 3D-модели залежи с карбонатными трещиноватыми коллекторами на основе комплексирования гидродинамических, геофизических, сейсмических и промысловых данных (на примере нижнепермских отложений Варандейского месторождения): дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17. – М., 2016. – 157 с.
16. 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. – 567 p.
17. Сборник сметных норм на геолого-разведочные работы. – Вып. 7: Лабораторные исследования полезных ископаемых и горных пород. – М.: ВИЭМС, 1993. – 70 с.
18. ГОСТ 26450.1-85. Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости

жидкостенасыщением. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – 7 с.

19. МР-ИСМ-03-ОЛФИ-046-2013. Горные породы. Определение коэффициента открытой пористости газоволюметрическим методом. – Пермь: Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, 2013. – 22 с.

20. Губайдуллин М.Г., Белозеров И.П., Юрьев А.В. Экспериментальные исследования относительных фазовых проницаемостей и коэффициента вытеснения нефти водой в сложнопостроенных коллекторах // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 2. – С. 49–52.

21. Двухфазная фильтрация в трансверсально-изотропной пористой среде. Теория и эксперимент / М.Н. Дмитриев, В.В. Кадет, М.Н. Кравченко, С.Г. Россохин // Известия РАН. – 2004. – № 4. – С. 92–97.

22. Экспериментальное изучение фильтрационных свойств анизотропных коллекторов углеводородного сырья / Н.М. Дмитриев, А.Н. Кузьмичев, Н.Н. Михайлов, В.М. Максимов // Бурение и нефть. – 2015. – № 11. – С. 6–9.

23. Желтов Ю.В., Кудинов В.И., Малофеев Г.Е. Разработка сложнопостроенных месторождений вязкой нефти в карбонатных коллекторах. – М.: Нефть и газ, 1997. – 387 с.

24. Зайнутдинов Р. С. Совершенствование метода определения остаточной нефтенасыщенности пластов по керну для оценки коэффициентов вытеснения нефти водой: дис. ... канд. техн. наук: 05.15.06. – Уфа, 1998. – 162 с.

25. Зубков М.Ю., Микулина О.И., Пушин А.В. Результаты исследований относительных фазовых проницаемостей разновозрастных продуктивных отложений Краснотенского месторождения // Вестник недропользования Ханты-Мансийского автономного округа. – 2012. – № 25. – С. 42–52.

26. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. – М.: Издательство НИЦ Регулярная и хаотическая динамика, 2004. – 629 с.

27. Изучение остаточного нефтенасыщения разрабатываемых пластов / Н.Н. Михайлов, А.В. Джемесюк, Т.Н. Кольчицкая, Н.А. Семенова. – М.: Изд-во ВНИИОЭНГ, 1990. – 59 с.

28. Тульбович Б.И. Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1979. – 301 с.

29. Некоторые результаты оценки влияния способов экстракции нефтенасыщенных карбонатных пород на их коллекторские свойства / Н.Ш. Хайрединов, А.А. Губайдуллин, Е.А. Юдинцев, С.А. Блинов // Труды ТатНИПИнефть. – Бугульма, 1987. – № 60. – С. 103–109.

30. Шванов В.Н., Фролов В.Т., Сергеева Э.И. Систематика и классификация осадочных пород и их аналогов. – СПб.: Недра, 1998. – 521 с.

31. Herrera R.G., Fernando S.V., Hernandez F.P. On the petrophysics of carbonate reservoirs through whole core analysis // Society of Petroleum Engineers, International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico, 10–13 October. – Veracruz, Mexico, 1994.

32. Pore geometry of carbonate rocks and capillary pressure curves / R.L. Jodry, G.V. Chilingarian, S.J. Mazzullo and, H.H. Rieke // Carbonate Reservoir Characterization: A Geologic-Engineering Analysis. – Part I. – Elsevier, Amsterdam, 1992. – 670 p.

33. Fluid flow through carbonate rock systems / V.F. Samaniego, G.V. Chilingarian, S.J. Mazzullo, H.H. Rieke // Carbonate Reservoir Characterization: A Geologic-Engineering Analysis. – Part I. – Elsevier, New York, 1992. – P. 439–503.

34. Skopec R.A. Proper coring and wellsite core handling procedures: the first step toward reliable core analysis // J. Pet. Tech. April. – 1994. – Vol. 33, № 3. – 280 p.

35. Chilingarian G.V., Mazzullo S.J., Rieke H.H. Carbonate reservoir characterization: a geologic – engineerin analysis. – Part 2. – Elsevier, 1996. – 993 p.

36. Denney D. Whole Core vs. plugs: integrating log and core data to decrease uncertainty in petrophysical interpretation and oil-in-place calculations // Journal of Petroleum Technology. – 2011. – Vol. 63. – SPE, № 0811-0058-JPT. – P. 58–60.

37. Honarpour M.M., Mahmood S.M. Relative-permeability measurements: an overview // journal of petroleum technology. – 1998. – Vol. 40. – SPE, № 18565-PA. – P. 15–19.

38. McPhee C.A., Arthur K.G. Relative Permeability Measurements: An Inter-Laboratory Comparison // European Petroleum Conference, 25–27 October. – London, United Kingdom, 1994. – P. 199–211.

39. Дементьев Л.Ф. Статистические методы обработки и анализа промыслово-геологических данных. – М.: Недра, 1966. – 206 с.

40. Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. – М.: Недра, 1977. – 228 с.

41. Чини Р.Ф. Статистические методы в геологии. – М.: Мир, 1986. – 189 с.

42. Шарапов И.П. Применение математической статистики в геологии. – М.: Недра, 1965. – 260 с.

43. Johnson N.L., Leone F.C. Statistics and experimental design. – New York – London – Sydney – Toronto, 1977. – 606 p.

44. Montgomery D.C., Peck E.A. Introduction to liner regression analysis. – New York: John Wiley & Sons, 1982. – 504 p.

45. Watson G.S. Statistic on spheres. – New York: John Wiley and Sons, Inc., 1983. – 238 p.

46. Yarus J.M. Stochastic modeling and geostatistics // AAPG. – Tulsa, Oklahoma, 1994. – 231 p.

References

- Gurbatova I.P., Melekhin S.V., Iur'ev A.V. Osobennosti izucheniia petrofizicheskikh i uprugikh svoistv kerna v slozhnopostroennykh kollektorakh nefti i gaza pri modelirovanii termobaricheskikh plastovykh uslovii [Research features of petrophysical and elastic core characteristics in oil and gas compound reservoirs under thermobaric in-place conditions simulation]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2010, no. 5, pp. 67-72.
- Kostin N.G., Gubaidullin M.G. Vliianie razmerov issleduemykh obraztsov kerna na velichinu koeffitsienta poristosti karbonatnykh i terrigenykh kollektorov [The influence of the sizes of the studied core samples on the value of the porosity coefficient of carbonate and terrigenous reservoirs]. *Geologicheskie opasnosti. Materialy KhV Vserossiiskoi konferentsii s mezhdunarodnym uchastiem*. Arkhangel'sk, 2009, pp. 248-250.
- Petersil'e V.I., Rabits E.G., Belov Iu.Ia. Metody i apparatura dlia izucheniia fil'tratsionno-emkostnykh svoistv porod-kollektorov na obraztsakh bol'shogo razmera [Methods and apparatus for studying the reservoir properties of reservoir rocks on large samples]. Moscow, Nedra, 1980, 53 p.
- Aleksin G.A., Kleshchev A.A., Rossikhin Iu.A. Perspektivy poiskov nefti i gaza na severe Timano-Pechorskoi provintsii [Prospects for oil and gas exploration in the north of the Timan-Pechora province]. Moscow, VNIIOENG, 1982, 44 p.
- Dougias R., Rasoul A. Reconsidering Klinkenbergs permeability data. SCA. Norway, 2018, 1 p.
- Arabjamaloei R., Daniels D., Ebeltoft E. Validation of permeability and relative permeability data using mercury injection capillary pressure data. SCA. Norway, 2018, 2 p.
- Shaw D., Mastaghimi P., Hussein F., Armstrong R. Insights, trends and challenges associated with measuring goal relative permeability. SCA. Norway, 2018, 10 p.
- Pruno S., Rodvent H.E., Scjaeveland O. Measurement of spontaneous imbibition capillary pressure saturation and resistivity index by counter technique at net reservoir stress and elevated temperature. SCA. Norway, 2018, 2 p.
- Faurissoux P., Lutui-Tefuka M., Caubit C., Lalanne B., Nicot B. A fast method for trapped gas determination. SCA. Norway, 2018, 2 p.
- Gurbatova I.P., Mikhailov N.N. Izuchenie anizotropii slozhnopostroennykh karbonatnykh kollektorov laboratornymi metodami [Laboratory study of anisotropy of complex carbonate reservoirs]. *Aktual'naia problema razvitiia neftegazovogo kompleksa Rossii. Sbornik tezisov dokladov VIII Vserossiiskoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii*. Moscow, 2010, part 1, pp. 94-95.
- 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 [Influence of pore space structure on the scale effect in studying permeability storage capacity of complicatedly built carbonate reservoirs]. *Geologiya nefti i gaza*, 2011, no. 2, pp. 74-82.
- Gurbatova I.P., Glushkov D.V., Rekhachev P.N., Melekhin S.V., Popov N.A. Osobennosti izucheniia karbonatnykh porod-kollektorov laboratornymi metodami, filial OOO "LUKOIL-Inzhiniring" "PermNIPIneft" v gorode Permi [Features of the study of carbonate reservoir rocks by laboratory methods, PermNIPIneft branch of PermNIPIneft LLC in Perm]. Perm: Aster Didzhital, 2017, 264 p.
- Mikhailov N.N., Gurbatova I.P. Masshtabnyi effekt pri laboratornom opredelenii fil'tratsionno-emkostnykh svoistv slozhnopostroennykh karbonatnykh kollektorov [Scale Effect at Laboratory Determination of Permeability and Porosity Properties of Complex Structured Carbonate Reservoirs]. *Tekhnologii nefti i gaza*, 2011, vol. 75, no. 4, pp. 32-35.
- Putilov I.S., Rekhachev P.N., Gurbatova I.P., Barkovskii N.N., Iakimov O.I., Moroziuk O.A. Epokha polnorazmernogo kerna pri laboratornykh issledovaniiah tekhnologii povysheniia nefteotdachi plastov [Full-size core epoch at laboratory research of eor technologies]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2016, vol. 15, no. 19, pp. 155-164. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.19.6
- Sukhodanova S.S. Sozdanie 3D-modeli zalezhi s karbonatnymi treshchinovatyimi kollektorami na osnove kompleksirovaniia gidrodinamicheskikh, geofizicheskikh, seismicheskikh i promyslovykh dannykh (na primere nizhnepermskikh otlozhenii Varandeiskogo mestorozhdeniia) [Creation of a 3D-model of a reservoir with carbonate fractured reservoirs based on a combination of hydrodynamic, geophysical, seismic and field data (for example, the Lower Permian deposits of the Varandey field)]. Ph.D. thesis: 25.00.17. Moscow, 2016, 157 p.

16. 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, 567 p.
17. Sbornik smetnykh norm na geologorazvedochnye raboty. Vypusk 7. Laboratornye issledovaniia poleznykh iskopaemykh i gornykh porod [Collection of estimated standards for exploration. Iss. 7. Laboratory studies of minerals and rocks]. Moscow: VIEMS, 1993, 70 p.
18. GOST 26450.1-85. Porody gornye. Metod opredeleniia koeffitsienta otkrytoi poristosti zhidkostenasyshcheniem [GOST 26450.1-85. The rocks are mountain. Method for determining the coefficient of open porosity by liquid saturation]. Moscow: Izdatel'stvo standartov, 1985, 7 p.
19. MR-ISM-03-OLFI-046-2013. Gornye porod. Opredelenie koeffitsienta otkrytoi poristosti gazovolumetricheskim metodom [MR-ISM-03-OLFI-046-2013. Rocks. Determination of the coefficient of open porosity by the gas-volumetric method]. Perm, Filial OOO «LUKOIL-Inzhiniring» «PermNIPIneft'» v Permi, 2013, 22 p.
20. Gubaidullin M.G., Belozarov I.P., Iur'ev A.V. Eksperimental'nye issledovaniia otnositel'nykh fazovykh pronitsaemosti i koeffitsienta vytesneniia nefiti vodoi v slozhnopostroennykh kollektorakh [Experimental study of relative phase permeability and factors of oil replacement by water in complicatedly-composed reservoirs]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefitnykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2017, no. 2, pp. 49-52.
21. Dmitriev M.N., Kadet V.V., Kravchenko M.N., Rossokhin S.G. Dvukhfaznaia fil'tratsiia v transversal'no-izotropnoi poristoi srede. Teoriia i eksperiment [Two-phase filtration in a transversely isotropic porous medium. Theory and experiment]. *Izvestiia Rossiiskoi akademii nauk*, 2004, no. 4, pp. 92-97.
22. Dmitriev N.M., Kuz'michev A.N., Mikhailov N.N., Maksimov V.M. Eksperimental'noe izuchenie fil'tratsionnykh svoystv anizotropnykh kollektorov uglevodorodnogo syr'ia [Experimental study of filtration properties of hydrocarbons anisotropic fields]. *Burenie i nefit'*, 2015, no. 11, pp. 6-9.
23. Zheltov Iu.V., Kudinov V.I., Malofeev G.E. Razrabotka slozhnopostroennykh mestorozhdenii viazkoi nefiti v karbonatnykh kollektorakh [Development of complex viscous oil fields in carbonate reservoirs]. Moscow: Neft' i gaz, 1997, 387 p.
24. Zainutdinov R.S. Sovershenstvovanie metoda opredeleniia ostatochnoi nefitenasyshchennosti plastov po kernu dlia otsenki koeffitsientov vytesneniia nefiti vodoi [Improving the method for determining the residual oil saturation of the strata from the core to assess the coefficients of oil displacement by water]. Ph.D. thesis: 05.15.06. Ufa, 1998, 162 p.
25. Zubkov M.Iu., Mikulina O.I., Pushin A.V. Rezul'taty issledovaniia otnositel'nykh fazovykh pronitsaemosti raznovozrastnykh produktivnykh otlozhenii Krasnoleninskogo mestorozhdeniia [The results of studies of the relative phase permeabilities of different age productive deposits of the Krasnoleninsky field]. *Vestnik nedropol'zovaniia Khanty-Mansiiskogo avtonomnogo okruga*, 2012, no. 25, pp. 42-52.
26. Masket M. Techenie odnorodnykh zhidkostei v poristoi srede [The flow of homogeneous liquids in a porous medium]. Moscow: NITs Reguliarnaia i khaoticheskaia dinamika, 2004, 629 p.
27. Mikhailov N.N., Dzhemisiuk A.V., Kol'chitskaia T.N., Semenova N.A. Izuchenie ostatochnogo nefitenasyshcheniia razrabatyvaemykh plastov [The study of residual oil saturation of the developed formations]. Moscow: VNIOENG, 1990, 59 p.
28. Tul'bovich B.I. Metody izucheniia porod-kollektorov nefiti i gaza [Methods for the study of reservoir rocks of oil and gas]. Moscow: Nedra, 1979, 301 p.
29. Khaireidinov N.Sh., Gubaidullin A.A., Iudintsev E.A., Blinov S.A. Nekotorye rezul'taty otsenki vliianiia sposobov ekstraktsii neftenasyshchennykh karbonatnykh porod na ikh kollektorskie svoistva [Some results of evaluating the influence of methods for the extraction of oil-saturated carbonate rocks on their reservoir properties]. *Trudy TatNIPIneft'*. Bugulma, 1987, no. 60, pp. 103-109.
30. Shvanov V.N., Frolov V.T., Sergeeva E.I. Sistematika i klassifikatsiia osadochnykh porod i ikh analogov [Systematics and classification of sedimentary rocks and their analogues]. Saint Petersburg: Nedra, 1998, 521 p.
31. Herrera R.G., Fernando S.V., Hernandez F.P. On the Petrophysics of Carbonate Reservoirs Through Whole Core Analysis. *Society of Petroleum Engineers, International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico*, 10-13 October, Veracruz, Mexico, 1994.
32. Pore Geometry of Carbonate Rocks and Capillary Pressure Curves / R.L. Jodry, G.V. Cinilingarian, S.J. Mazzuiloand, H.H. Rieke. *Carbonate Reservoir Characterization: A Geologic-Engineering Analysis*, part I, Elsevier, Amsterdam, 1992, 670 p.
33. Samaniego V.F., Chilingarian G.V., Mazzullo S.J., Rieke H.H. Fluid Flow Through Carbonate Rock Systems. *Carbonate Reservoir Characterization: A Geologic-Engineering Analysis*, part I, Elsevier, New York, 1992, pp. 439-503.

34. Skopec R.A. Proper Coring and Wellsite Core Handling Procedures: The First Step Toward Reliable Core Analysis. *J. Pet. Tech. April*, 1994, vol. 33, no. 3, 280 p.
35. Chilingarin G.V., Mazzullo S.J., Rieke H.H. Carbonate reservoir characterization: a geologic - engineering analysis, part 2, Elsevier, 1996, 993 p.
36. Denney D. Whole Core vs. Plugs: Integrating Log and Core Data to Decrease Uncertainty in Petrophysical Interpretation and Oil-In-Place Calculations. *Journal of Petroleum Technology*, 2011, vol. 63, SPE, no. 0811-0058-JPT, pp. 58-60.
37. Honarpour M.M., Mahmood S.M. Relative-Permeability Measurements: An Overview. *Journal of Petroleum Technology*, 1998, vol. 40, SPE, no. 18565-PA, pp. 15-19.
38. McPhee C.A., Arthur K.G. Relative Permeability Measurements: An Inter-Laboratory Comparison. *European Petroleum Conference*, 25-27 October, London, United Kingdom, 1994, pp. 199-211.
39. Dement'ev L.F. Statisticheskie metody obrabotki i analiza promyslovo-geologicheskikh dannykh [Statistical methods for processing and analyzing field geological data]. Moscow: Nedra, 1966, 206 p.
40. Mirzadzhanzade A.Kh., Stepanova G.S. Matematicheskaya teoriya eksperimenta v dobyche nefiti i gaza [The mathematical theory of an experiment in oil and gas production]. Moscow: Nedra, 1977, 228 p.
41. Chini R.F. Statisticheskie metody v geologii [Statistical methods in geology]. Moscow: Mir, 1986, 189 p.
42. Sharapov I.P. Primenenie matematicheskoi statistiki v geologii [The use of mathematical statistics in geology]. Moscow: Nedra, 1965, 260 p.
43. Johnson N.L., Leone F.C. Statistics and experimental design. New York – London – Sydney – Toronto, 1977, 606 p.
44. Montgomery D.C., Peck E.A. Introduction to liner regression analysis. New York: John Wiley & Sons, 1982, 504 p.
45. Watson G.S. Statistic on spheres. New York: John Wiley and Sons, Inc., 1983, 238 p.
46. Yarus J.M. Stochastic modeling and geostatistics. *AAPG*. Tulsa, Oklahoma, 1994, 231 p.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Влияние литогенетического типа горных пород на фильтрационно-емкостные свойства (на примере пермокарбонатной залежи Усинского месторождения) / Н.А. Попов, И.С. Путилов, А.А. Гуляева, Е.Е. Винокурова, Ю.В. Файрузова // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2020. – Т.20, №2. – С.204–214. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.2.1

Please cite this article in English as:

Popov N.A., Putilov I.S., Guliaeva A.A., Vinokurova E.E., Fairuzova Iu.V. Influence of the lithogenesis type of rocks on porosity and permeability properties (the case of the Permo-carboniferous deposit of the Usinskoye field). *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2020, vol.20, no.2, pp.204-214. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.2.1