

# Обоснование граничных значений открытой пористости и газопроницаемости с использованием данных потоковых исследований для карбонатных коллекторов порового типа

С.В. Сидоров, З.М. Ризванова\*

Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

В настоящей работе предложена методика определения граничных значений открытой пористости ( $K_{\text{по\_гр}}$ ) и газопроницаемости ( $K_{\text{пр\_гр}}$ ) карбонатных пород-коллекторов порового типа на примере турнейских отложений одного из месторождений нефти Республики Татарстан. При обосновании граничных значений используются две базы данных по керновым исследованиям: 1) по стандартным исследованиям керна (используется в основном для подсчёта запасов (ПЗ) углеводородов (УВ)); 2) по специальным исследованиям керна (используется для технологических проектов разработки). В предлагаемой методике коэффициент остаточной нефтенасыщенности ( $K_{\text{но}}$ ) не является константой, а принимается по данным потоковых исследований или вычисляется из керновых зависимостей. При определении нижних пределов пористости и проницаемости по обеим базам данных получены приблизительно одинаковые значения  $K_{\text{по\_гр}} = 0,11$  д.ед.,  $K_{\text{пр\_гр}} = 2 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и  $K_{\text{пр\_гр}} = 1,7 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, но они отличаются от значений, принятых специалистами-петрофизиками в ПЗ рассматриваемого месторождения –  $K_{\text{по\_гр}} = 0,09$  д.ед.,  $K_{\text{пр\_гр}} = 1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Такое различие при определении граничной пористости может существенно повлиять на подсчёт запасов УВ, на технологические расчёты и планирование разработки месторождения.

**Ключевые слова:** граничное значение пористости, граничное значение проницаемости, карбонатные коллектора, турнейский ярус, петрофизические зависимости

**Для цитирования:** Сидоров С.В., Ризванова З.М. (2023). Обоснование граничных значений открытой пористости и газопроницаемости с использованием данных потоковых исследований для карбонатных коллекторов порового типа. *Георесурсы*, 25(4), с. 115–120. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.8>

## Введение

Обоснование граничных значений пористости открытой ( $K_{\text{по\_гр}}$ ) и газопроницаемости ( $K_{\text{пр\_гр}}$ ) пород-коллекторов порового типа в рамках подсчётов запасов – одна из основных задач, по результатам решения которой породы разделяются на коллекторы и неколлекторы. Многие авторы предлагают различные методики оценки граничных значений пористости и газопроницаемости. Ф.И. Котяхов (Методика определения..., 1975) предложил оценивать граничное значение пористости составлением корреляционной зависимости коэффициента водонасыщенности ( $K_{\text{в}}$ ) с коэффициентами пористости ( $K_{\text{п}}$ ) и проницаемости ( $K_{\text{пр}}$ ), но в результате получается разброс значений, что приводит к большим погрешностям. Г.Г. Яценко и А.В. Ручкин (Яценко, Ручкин, 1975) предложили метод определения граничных значений проницаемости и пористости, который основан на корреляционных связях коэффициента проницаемости ( $K_{\text{пр}}$ ) с коэффициентами открытой пористости ( $K_{\text{по}}$ ) и эффективной пористости ( $K_{\text{п\_эф}}$ ). В.И. Петерилье с соавторами (Методические рекомендации..., 2003) предложил аналогичную методику, согласно которой необходимо сопоставить  $K_{\text{по}}$  и  $K_{\text{п\_эф}}$  (для газовых залежей) или динамическую пористость

$K_{\text{п\_дин}}$  (для нефтяных залежей). Определение нижнего предела пористости и проницаемости является важной и актуальной задачей на сегодняшний день.

В регионах России могут применяться различные методики для решения этой задачи. Результат имеет большое влияние на определение количества запасов углеводородов (УВ) в недрах, на построение геологических моделей, на расчёты в фильтрационных моделях и на планирование разработки месторождений.

## Методика и результаты работы

В данной статье предлагается усовершенствовать один из методов (Методические рекомендации..., 2003), в котором используется динамическая пористость ( $K_{\text{п\_дин}}$ ).

Как известно  $K_{\text{п\_дин}}$  рассчитывается по формуле:

$$K_{\text{п\_дин}} = K_{\text{по}} \cdot (1 - K_{\text{во}} - K_{\text{но}}), \quad (1)$$

где  $K_{\text{п\_дин}}$  – коэффициент динамической пористости, д.ед.;  $K_{\text{по}}$  – коэффициент открытой пористости, д.ед.;  $K_{\text{во}}$  – коэффициент остаточной водонасыщенности, д.ед.;  $K_{\text{но}}$  – коэффициент остаточной нефтенасыщенности, д.ед.

$K_{\text{по}}$  и  $K_{\text{во}}$  определяются на образцах керна при выполнении стандартных исследований.  $K_{\text{по}}$  может определяться методом жидкостенасыщения,  $K_{\text{во}}$  – центрифугированием (водоудерживающая способность –  $K_{\text{вс}}$ ) на полупроницаемой мембране, редко – на аппарате Закса. В Республике Татарстан (РТ) наиболее многочисленны исследования по определению  $K_{\text{во}}$  на центрифуге.

\* Ответственный автор: Зилья Марселевна Ризванова  
e-mail: [zilya.rizvanova@mail.ru](mailto:zilya.rizvanova@mail.ru)

© 2023 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Из всех входящих в формулу 1 коэффициентов наиболее неоднозначным является  $K_{HO}$ . Этот коэффициент определяется по результатам потоковых исследований и в перечень стандартных исследований не входит. К тому же количество определений  $K_{HO}$  небольшое, т.к. специальные исследования проводятся в ограниченном объёме. Таким образом, параллельно существуют две базы данных по керну, которые используются разными специалистами.

1. База по стандартным исследованиям, которая используется в том числе и для обоснования петрофизических зависимостей, применяемых для интерпретации материалов геофизических исследований скважин (ГИС) (используется в основном для подсчёта запасов УВ).

2. База по специальным исследованиям, в которой содержится информация о смачиваемости, капилляриметрии, J-функции, относительных фазовых проницаемостях (ОФП),  $K_{HO}$  и т.д.  $K_{HO}$  используется для обоснования коэффициента вытеснения ( $K_{ВЫТ}$ ) (используется в технологических проектах разработки (ТПР)).

Зачастую эти базы данных одновременно не анализируются и перекрёстно не используются. В настоящей работе предлагается внести коррективы, насколько это возможно, в сложившуюся практику, путём объединения данных обеих баз.

Многие специалисты при обосновании  $K_{ПО\_ГР}$  и  $K_{ПР\_ГР}$  присваивают  $K_{HO}$  некоторую «общепринятую» константу, никак не объясняя принятое значение (Ханбикова, 2017), или избегают конкретики (Шишлова, Габдулбаянова, 2021). Используемая константа вносит ошибки в ряд значений  $K_{П\_ДИН}$ , тем самым искажая в результате  $K_{ПО\_ГР}$  и  $K_{ПР\_ГР}$ . При анализе влияния фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) на  $K_{HO}$  установлено, что коэффициент достигает максимума в породах с низкими ФЕС и минимума в породах с высокими ФЕС (рис. 1). Попробуем далее развить эту мысль, используя в качестве примера результаты потоковых исследований на образцах керна карбонатных пород турнейского возраста одного из месторождений РТ.

Карбонатные породы турнейского яруса представлены различными типами известняков. Согласно работе

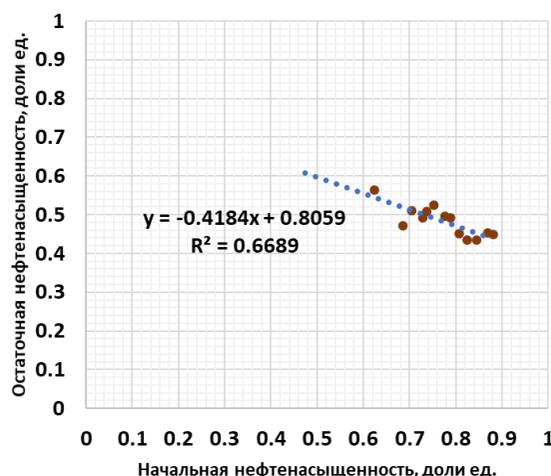


Рис. 1. Зависимость  $K_{HO}$  от  $K_{ПР}$  турнейский ярус (пример)

(Коцюбинский и др., 1982): «Известняки представлены в основном четырьмя генетическими типами пород: фораминиферо-детритовым, шламово-детритовым, сгустково-детритовым и комковатым. Наилучшими коллекторскими свойствами, как правило, обладают сгустково-детритовые и комковатые известняки. Многообразие типов пород и их переходных разновидностей обуславливает большую послынную и зональную неоднородность карбонатов по разрезу, литологическую прерывистость отдельных прослоев, упруго-механические и ёмкостно-фильтрационные свойства...».

Для начала рассмотрим, какими данными, входящими в таблицу результатов по определению  $K_{ВЫТ}$  можно оперировать, чтобы построить зависимость  $K_{ПО}$  от  $K_{П\_ДИН}$ . В сокращённой табл. 1, кроме прочих параметров, присутствуют значения  $K_{ВО}$  и  $K_{HO}$ , которые и нужны для расчёта  $K_{П\_ДИН}$ . Рассчитанные значения  $K_{П\_ДИН}$  находятся в столбце 12.

Используя отмеченные данные построим зависимость  $K_{ПО}$  от  $K_{П\_ДИН}$  (рис. 2). При подстановке в формулу  $K_{ПО} = 0,97 \cdot K_{П\_ДИН} + 0,11$  значения 0, получаем значение  $K_{ПО\_ГР}$  равное 0,1097 д.ед. или округлённо – 0,11 д.ед. Полученное значение является завышенным по сравнению

Номер скв.	Номер обр.	Горизонт, пласт	Литотип	Проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	Пористость открытая, д.ед.	Остаточная водонасыщенность, д.ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.	Коэфф. вытеснения, д.ед.	Линейная скорость вытеснения, м/сут	$K_{П\_ДИН} = K_{ПО} \cdot (1 - K_{ВО} - K_{HO})$ , д.ед.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
188	86	турнейский	известняк	8,8	0,150	0,271	0,729	0,492	0,325	5,82	0,0356
188	106	турнейский	известняк	17,8	0,156	0,224	0,776	0,497	0,359	4,59	0,0435
188	126	турнейский	известняк	5,6	0,139	0,314	0,686	0,472	0,312	6,72	0,0297
188	156	турнейский	известняк	37,7	0,163	0,176	0,824	0,434	0,473	2,96	0,0636
185	236	турнейский	известняк	22,6	0,163	0,211	0,789	0,491	0,377	3,94	0,0486
185	276	турнейский	известняк	6,7	0,143	0,296	0,704	0,511	0,274	7,18	0,0276
176р	126	турнейский	известняк	30,2	0,162	0,192	0,808	0,451	0,442	3,47	0,0578
176р	136	турнейский	известняк	50,2	0,177	0,154	0,846	0,435	0,486	2,95	0,0727
176р	156	турнейский	известняк	12,7	0,148	0,247	0,753	0,525	0,303	6,22	0,0337
169р	66	турнейский	известняк	108,0	0,140	0,119	0,881	0,448	0,492	3,26	0,0606
169р	96	турнейский	известняк	9,8	0,139	0,262	0,738	0,509	0,310	7,23	0,0318
169р	126	турнейский	известняк	46,2	0,149	0,162	0,838	0,586	0,300	5,26	0,0375
169р	156	турнейский	известняк	59,2	0,115	0,147	0,853	0,537	0,371	5,19	0,0363
169р	186	турнейский	известняк	77,8	0,117	0,130	0,870	0,453	0,480	4,30	0,0488
169р	216	турнейский	известняк	3,7	0,103	0,376	0,624	0,563	0,100	33,10	0,0063

Табл. 1. Результаты исследований по определению  $K_{ВЫТ}$

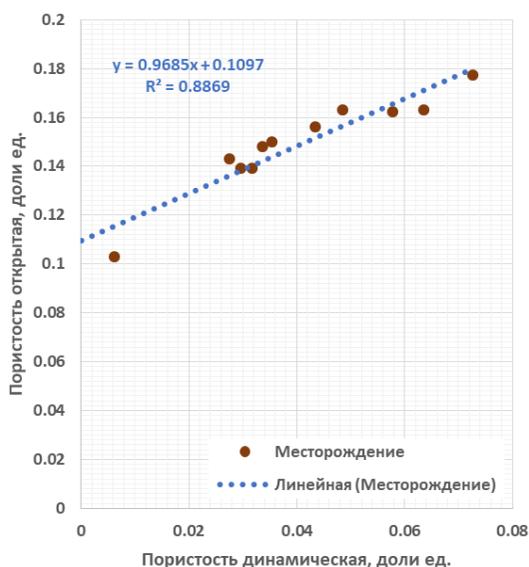


Рис. 2. Зависимость  $K_{по}$  от  $K_{п\_дин}$  турнейский ярус

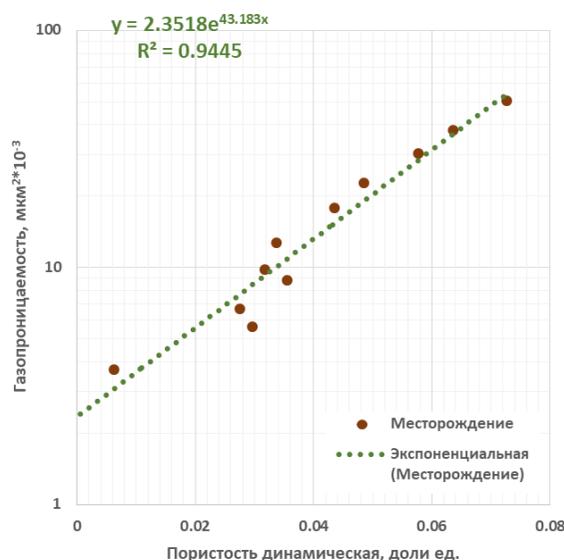


Рис. 3. Зависимость  $K_{пр}$  от  $K_{п\_дин}$  турнейский ярус

со значениями, к которым специалисты-петрофизики стараются прийти в данном регионе – 0,07–0,09 д.ед. Однако, согласно лабораторным данным,  $K_{по\_гр}$  равен 0,11 д.ед.

Используя доступные данные построим зависимость газопроницаемости  $K_{пр}$  от  $K_{п\_дин}$  (рис. 3). При подстановке в формулу  $K_{пр} = 2,35 \cdot e^{43,18 \cdot K_{п\_дин}}$  значения 0, получаем значение  $K_{пр\_гр}$  равное  $2,3518 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> или округлённо –  $2 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Полученное значение является завышенным по сравнению со значениями, к которым специалисты-петрофизики стараются прийти в данном регионе – приблизительно  $1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Однако, согласно лабораторным данным,  $K_{пр\_гр}$  равен  $2 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Чтобы проверить полученные значения  $K_{по\_гр}$  и  $K_{пр\_гр}$  обратимся к каталогу с более многочисленными керновыми данными (фрагмент), составленному по результатам стандартных исследований (табл. 2). Распределения значений  $K_{по}$  и  $K_{пр}$  в каталоге данных стандартных исследований керна представлены на рис. 4. Количество керновых значений в выборке для  $K_{по}$  составило 287 образцов, для  $K_{пр}$  – 255 образцов. Разброс значений  $K_{по}$  составляет 0,005–0,162 д.ед., среднее арифметическое значение – 0,09 д.ед. Разброс значений  $K_{пр}$  составляет

$(0,01–118,37) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, среднее арифметическое значение –  $7,24 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Средние значения, принимаемые чаще всего при подсчётах запасов нефти, составляют для  $K_{по}$  – 0,13–0,15 д.ед., для  $K_{пр}$  –  $(30–100) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

В представленной табл. 2 для выведения зависимостей  $K_{по}$  от  $K_{п\_дин}$  и  $K_{пр}$  от  $K_{п\_дин}$  необходимо сначала вычислить значения  $K_{но}$ . Для этого, используя данные табл. 1, получаем зависимость  $K_{но}$  от  $K_{во}$  (рис. 5). Затем добавляем в таблицу 2 два дополнительных столбца  $K_{но}$  и  $K_{п\_дин}$  и рассчитываем их значения (табл. 3, столбцы 12 и 13). Значения  $K_{п\_дин}$ , имеющие отрицательные величины, относящиеся к образцам с низкими ФЕС (неколлекторам), игнорируются при построении зависимостей  $K_{по}$  от  $K_{п\_дин}$  и  $K_{пр}$  от  $K_{п\_дин}$  (рис. 5, 6).

Количество использованных керновых значений – 55 образцов (рис. 6). При подстановке в формулу  $K_{по} = 0,68 \cdot K_{п\_дин} + 0,11$  значения 0, получаем значение  $K_{по\_гр}$  равное 0,1084 д.ед. или округлённо – 0,11 д.ед. Полученное значение совпадает с рассчитанным ранее из данных табл. 1 (рис. 2). Для разделения пород на коллектор и неколлектор следует использовать значение  $K_{по\_гр}$  равное 0,11 д.ед., т.к. оно получено на значительном количестве образцов (табл. 3).

Номер скв.	Номер обр.	Литотип	Пористость открытая, д.ед.	Объёмная плотность, $10^3$ кг/м <sup>3</sup>	Содержание связанной воды, д.ед.	Пористость эффективная, д.ед.	Параметры		Средний эквивалентный диаметр пор и каналов, мкм	Проницаемость по газу, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup> цилиндры
							пористости	насыщения		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
411р	16	известняк	0,100	2,390	0,511	0,049	114,00	4,22	8,00	1,53
411р	26	известняк	0,057	2,510	0,764	0,013	206,00	1,84	2,00	0,05
411р	56	известняк	0,042	2,55	0,633	0,015	380,00	3,18	21,00	2,28
411р	76	известняк	0,072	2,460	0,588	0,030	226,00	2,75	12,00	1,28
411р	86	известняк	0,063	2,480	0,664	0,021	180,00	2,98	5,00	0,34
411р	116	известняк	0,062	2,480	0,764	0,015	180,00	2,41	6,00	0,56
411р	136	известняк	0,097	2,390	0,662	0,033	86,00		3,00	0,37
411р	146	известняк	0,086	2,410	0,686	0,027	87,00	2,83	9,00	4,19
411р	186	известняк	0,095	2,390	0,617	0,036	92,00	1,71	5,00	1,15
411р	216	известняк	0,081	2,430	0,706	0,024	171,00	1,33	4,00	0,19
411р	226	известняк	0,075	2,450	0,726	0,021	111,00	2,56	3,00	0,22

Табл. 2. Результаты стандартных исследований на образцах керна, турнейский ярус (фрагмент)

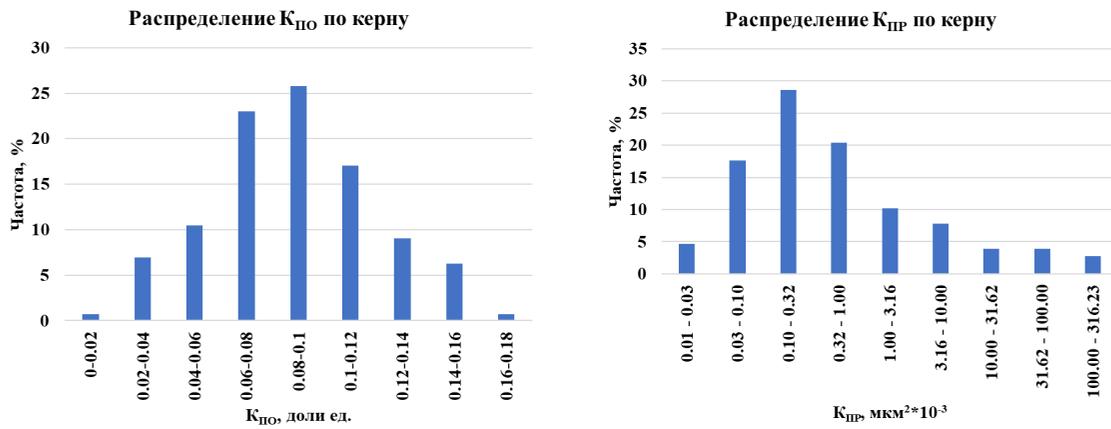


Рис. 4. Распределение значений  $K_{D0}$  и  $K_{DPR}$  стандартные исследования керна, турнейский ярус

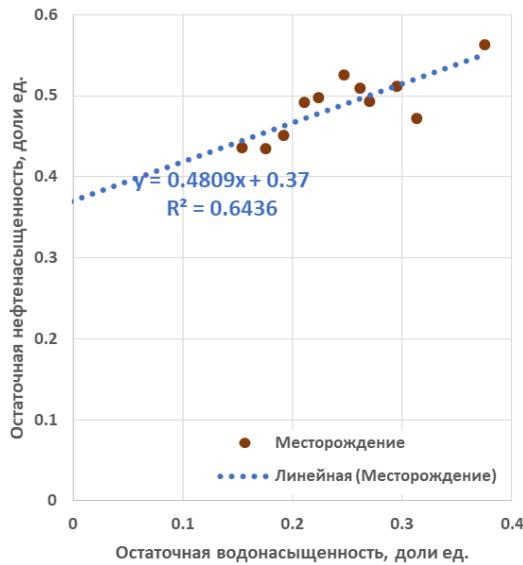


Рис. 5. Зависимость  $K_{D0}$  от  $K_{DPR}$ , турнейский ярус

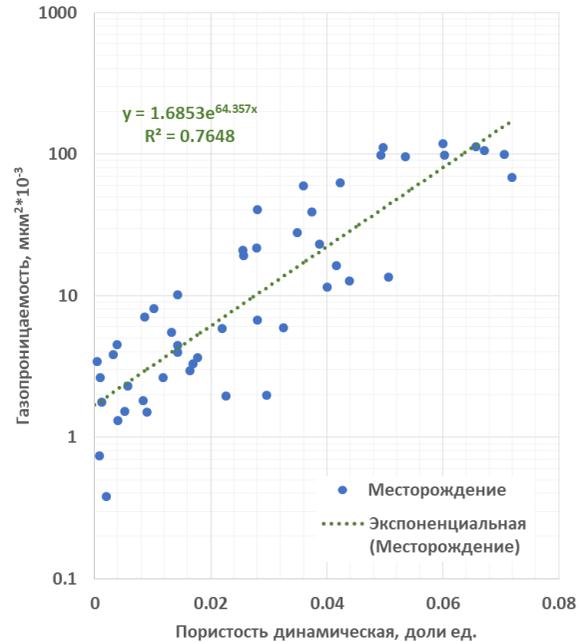


Рис. 7. Зависимость  $K_{DPR}$  от  $K_{DPR}$ , турнейский ярус

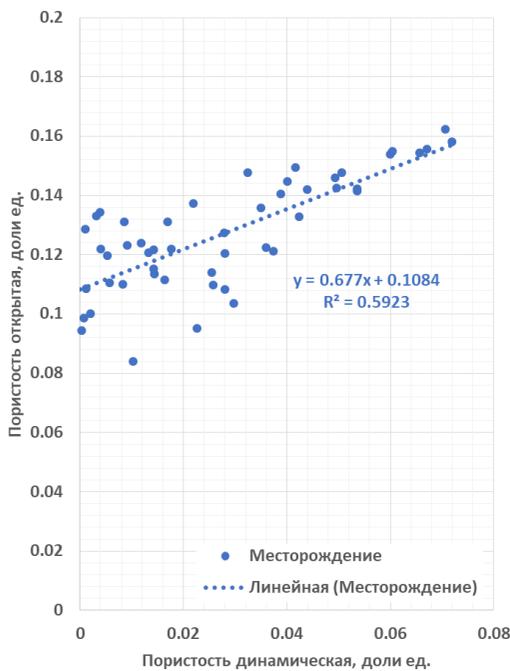


Рис. 6. Зависимость  $K_{D0}$  от  $K_{DPR}$ , турнейский ярус

Количество использованных парных значений – 55 образцов (рис. 7). При подстановке в формулу  $K_{DPR} = 1,69 \cdot e^{64,36 \cdot K_{DPR}}$  значения 0, получаем значение  $K_{DPR,GR}$  равное  $1,6853 \cdot 10^{-3}$   $\text{мкм}^2$  или округлённо –  $1,7 \cdot 10^{-3}$   $\text{мкм}^2$ . Полученное значение близко к рассчитанному ранее из данных табл. 1 (рис. 3). Для разделения пород на коллектор и неколлектор следует использовать значение  $K_{DPR,GR}$  равное  $1,7 \cdot 10^{-3}$   $\text{мкм}^2$ , т.к. оно получено на значительном количестве образцов (табл. 3).

Таким образом, по результатам проведённого анализа рекомендованные значения  $K_{D0,GR}$  и  $K_{DPR,GR}$  для карбонатных отложений данного месторождения равны 0,11 д.ед. и  $1,7 \cdot 10^{-3}$   $\text{мкм}^2$  соответственно.

## Выводы

1. Предложен способ для определения граничных значений открытой пористости и газопроницаемости с использованием данных потоковых и стандартных исследований керна для карбонатных коллекторов порового типа на примере одного из месторождений Республики Татарстан.

Номер скважины	Номер образца	Литолит	Пористость открытая, д.ед.	Объёмная плотность, 10 <sup>3</sup> кг/м <sup>3</sup>	Содержание связанной воды, д.ед.	Пористость эффективная, д.ед.	Параметры		Средний эквивалентный диаметр пор и каналов, мкм	Проницаемость по газу, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup> цилиндры	K <sub>но</sub> , д.ед.	K <sub>п.динг</sub> , д.ед.
							пористости	насыщения				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
411p	1б	известняк	0,100	2,390	0,511	0,049	114,00	4,22	8,00	1,53	0,616	-0,013
411p	2б	известняк	0,057	2,510	0,764	0,013	206,00	1,84	2,00	0,05	0,738	-0,028
411p	5б	известняк	0,042	2,55	0,633	0,015	380,00	3,18	21,00	2,28	0,674	-0,013
411p	7б	известняк	0,072	2,460	0,588	0,030	226,00	2,75	12,00	1,28	0,653	-0,017
411p	8б	известняк	0,063	2,480	0,664	0,021	180,00	2,98	5,00	0,34	0,689	-0,022
411p	11б	известняк	0,062	2,480	0,764	0,015	180,00	2,41	6,00	0,56	0,738	-0,031
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
103	6б	известняк	0,131	2,335	0,381	0,081	52,951	5,659	9,13	7,00	0,553	0,009
103	7б	известняк	0,070	2,491	0,858	0,010				0,05	0,782	-0,045
103	8б	известняк	0,133	2,319	0,409	0,079	61,841	4,792	7,92	3,81	0,567	0,003
103	9б	известняк	0,117	2,352	0,464	0,063	69,223	2,687	4,78	1,25	0,593	-0,007
103	10б	известняк	0,118	2,354	0,470	0,063	80,072	2,419	6,27	1,60	0,596	-0,008
103	11б	известняк	0,097	2,424	0,438	0,054	95,338	3,784	7,67	2,06	0,581	-0,002
103	12б	известняк	0,115	2,364	0,542	0,053	62,356	2,707	3,55	0,87	0,631	-0,020
103	13б	известняк	0,094	2,432	0,620	0,036	89,669	2,098	2,84	0,33	0,668	-0,027
103	14б	известняк	0,072	2,488	0,610	0,028	126,26	3,367	6,52	1,15	0,663	-0,020
103	15б	известняк	0,093	2,417	0,567	0,040	97,915	3,105	12,53	5,43	0,643	-0,020
103	16б	известняк	0,072	2,475	0,677	0,023	139,4	1,612	2,81	0,17	0,696	-0,027
103	17б	известняк	0,071	2,494	0,809	0,014	229,33	1,775	0,45		0,759	-0,040
103	18б	известняк	0,042	2,549	0,824	0,007	365,89	1,725	0,55		0,766	-0,025
103	19б	известняк	0,070	2,500	0,815	0,013	190,68		1,41	0,02	0,762	-0,041
103	20б	известняк	0,067	2,481	0,753	0,017	163,34	1,546	3,62	0,23	0,732	-0,032
103	21б	известняк	0,095	2,378	0,628	0,035	73,131	2,483	3,95	0,95	0,672	-0,029
103	22б	известняк	0,091	2,412	0,724	0,025	76,013	1,458	1,65	0,16	0,718	-0,040
103	23б	известняк	0,079	2,425	0,750	0,020	100,74	1,462	1,92	0,14	0,730	-0,038
103	24б	известняк	0,097	2,399	0,716	0,028	81,363	1,349	1,91	0,18	0,714	-0,042
103	25б	известняк	0,107	2,339	0,716	0,030				0,42	0,715	-0,046
103	26б	известняк	0,100	2,351	0,708	0,029	91,695	1,31	3,09	0,35	0,711	-0,042
103	27б	известняк	0,097	2,409	0,826	0,017	61,326	1,479	1,44	0,17	0,767	-0,058

Табл. 3. Результаты стандартных исследований на образцах ядра с добавленными значениями  $K_{но}$  и  $K_{п.динг}$  турнейский ярус (фрагмент)

2. При увеличении количества потоковых исследований точность определения значений  $K_{по\_гр}$  и  $K_{пр\_гр}$  будет возрастать.

3. Отбор образцов на потоковые исследования рекомендуется проводить из той же выборки, на которой был проведен стандартный комплекс исследований для сопоставления значений в обеих базах данных по всему продуктивному разрезу.

4. Данный способ расчёта граничных значений позволит получать корректные данные по запасам УВ.

### Финансирование

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-299 в рамках программы создания и развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

### Литература

Коцюбинский В.Л., Карпова Л.Г., Горюнова С.М. (1982). Трещиноватость известняков турнейского яруса нефтяных месторождений Татарии. *Геология нефти и газа*, (7).

Методика определения коллекторских свойств горных пород по результатам анализа ядра и гидродинамических данных (1975). ВНИИ. М.: Недра, 89 с.

Методические рекомендации по подсчёту геологических запасов нефти и газа объёмным методом (2003). Под ред. В.И. Петерилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко; ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика». М.: Тверь, 260 с.

Ханбикова Р.Р. (2017). Сравнение методик определения граничных значений пористости и проницаемости по данным исследования ядра. *Нефтяная провинция*, 4(12), с. 65–82.

Шишлова Л. М., Габдулбаева Э. И. (2021). Определение граничных значений фильтрационно-емкостных свойств. *E-SCIO*, (12), с. 445–452.

Яценко Г.Г., Ручкин А.В. (1975). Обоснование нижних пределов проницаемости и пористости коллекторов по данным исследований образцов ядра. *Геология нефти и газа*, (12), с. 42–44.

### Сведения об авторах

Сергей Владимирович Сидоров – научный сотрудник, НОЦ «Моделирование ТРИЗ», Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Большая Красная, д. 4

Зиля Марселевна Ризванова – инженер, НОЦ «Моделирование ТРИЗ», Казанский (Приволжский) федеральный университет  
Россия, 420008, Казань, ул. Большая Красная, д. 4  
e-mail: zilya.rizvanova@mail.ru

Статья поступила в редакцию 13.08.2023;  
Принята к публикации 01.12.2023;  
Опубликована 30.12.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

## Justification of the boundary values of open porosity and gas permeability using data from flow studies for porous carbonate reservoirs

S.V. Sidorov, Z.M. Rizvanova\*

Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

\*Corresponding author: Zilya M. Rizvanova, e-mail: zilya.rizvanova@mail.ru

**Abstract.** This paper proposes a method for determining the boundary values of open porosity ( $K_{PO\_GR}$ ) and gas permeability ( $K_{PR\_GR}$ ) of porous-type carbonate reservoir rocks using the example of Tournaisian deposits of one of the oil fields of the Republic of Tatarstan. When justifying the boundary values, two databases on core studies are used: 1) on standard core studies (used mainly to calculate hydrocarbon (HC) reserves); 2) on special core studies (used for technological development projects). In the proposed method, the residual oil saturation factor is not a constant, but is taken from flow studies or calculated from core dependencies. When determining the lower limits of porosity and permeability from both databases, approximately the same boundary values were obtained:  $K_{PO\_GR} = 0.11$  fr. un.,  $K_{PR\_GR} = 2 \cdot 10^{-3} \mu\text{m}^2$  and  $K_{PR\_GR} = 1.7 \cdot 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , but they differ from the values, accepted by petrophysicists when calculating the reserves of considered deposit –  $K_{PO\_GR} = 0.09$  fr. un.,  $K_{PR\_GR} = 1 \cdot 10^{-3} \mu\text{m}^2$ . Such a difference in determining the boundary porosity can significantly affect the calculation of hydrocarbon reserves, technological calculations and field development planning.

**Keywords:** open porosity, boundary value, gas permeability, carbonate reservoir, Tournaisian stage, petrophysical relationship

### Acknowledgements

The work was carried out with the support of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under the agreement 075-15-2022-299 within the framework of the program of creation and development of NCMU “Rational development of liquid hydrocarbon reserves of the planet”.

**Recommended citation:** Sidorov S.V., Rizvanova Z.M. (2023). Justification of the boundary values of open porosity and gas permeability using data from flow studies for porous carbonate reservoirs. *Georesursy = Georesources*, 25(4), pp. 115–120. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.8>

### References

- Kotsyubinskii V.L., Karpova L.G., Goryunova S.M. (1982). Fracturing of limestones of the Tournaisian stage of oil fields of Tatarstan. *Geologiya nefi i gaza = Russian oil and gas geology*, (7). (In Russ.)
- Methodological recommendations for calculating geological reserves of oil and gas using the volumetric method. Ed. V.I. Petersil'e, V.I. Poroskun, G.G. Yatsenko. Moscow – Tver: VNIGNI, NPTs Tver'geofizika, 260 p. (In Russ.)
- Methodology for determining reservoir properties of rocks based on the results of core analysis and hydrodynamic data. Moscow: Nedra, 89 p. (In Russ.)
- Khanbikova R.R. (2017). Comparison of methods for determining the boundary values of porosity and permeability based on core study data. *Neftyanaya provintciya*, 4(12), pp. 65–82. (In Russ.)
- Shishlova L. M., Gabdulbayanova E. I. (2021). Determination of boundary values of filtration-capacitive properties. *E-SCIO*, (12), pp. 445–452. (In Russ.)
- Yatsenko G.G., Ruchkin A.V. (1975). Justification of the lower limits of permeability and porosity of reservoirs based on studies of core samples. *Geologiya nefi i gaza = Russian oil and gas geology*, (12), pp. 42–44. (In Russ.)

### About the Authors

*Sergey V. Sidorov* – Researcher, Hard-to-Recover Reserves Simulation Research and Educational Center, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University  
4 Bolshaya Krasnaya st., Kazan, 420111, Russian Federation

*Zilya M. Rizvanova* – Engineer, Hard-to-Recover Reserves Simulation Research and Educational Center, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University  
4 Bolshaya Krasnaya st., Kazan, 420111, Russian Federation. e-mail: zilya.rizvanova@mail.ru

Manuscript received 13 August 2023;  
Accepted 1 December 2023; Published 30 December 2023