

Методика определения средних значений диаметров пор и каналов горных пород по данным ГИС на основе литолого-петрофизических исследований

Н.А. Скибицкая^{1*}, В.А. Кузьмин¹, М.Н. Большаков^{1**}, К.В. Коваленко^{1,2}, Е.А. Бабич¹,
Н.И. Самохвалов¹, О.О. Марутян¹

1 – Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва

2 – РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, г. Москва

E-mail: *skibitchka@mail.ru, **rgu2006@mail.ru

Аннотация. В работе представлена методика определения параметров, характеризующих особенности структуры порового пространства горных пород непрерывно по разрезу, по результатам интерпретации данных комплекса ГИС. Приведены результаты интерпретации данных геофизических исследований скважин с рассчитанными по разрезу диаграммами средних значений диаметров пор и каналов, согласующиеся с результатами лабораторных измерений на образцах пород. Предложенная методика основана на использовании установленных корреляционных связей между тангенсом угла наклона графика зависимости проницаемости по газу от обратной величины среднего перепада давления и параметрами структуры порового пространства, определенными по результатам цифровой обработки растровых электронно-микроскопических изображений.

Ключевые слова: структура емкостного пространства, абсолютная проницаемость, диаметры пор, диаметры каналов.

Для цитирования: Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А., Большаков М.Н., Коваленко К.В., Бабич Е.А., Самохвалов Н.И., Марутян О.О. Методика определения средних значений диаметров пор и каналов горных пород по данным ГИС на основе литолого-петрофизических исследований // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 1(32). С. 47–57. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-32.art4>

Введение

В связи с ухудшением структуры запасов углеводородов происходит смещение нефтедобычи в сторону месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Технологический прогресс открывает возможность освоения новых категорий ресурсов. Уже ведется масштабная разработка низкопроницаемых коллекторов со сложной структурой порового пространства, в которых содержится основная доля трудноизвлекаемых мировых запасов нефти.

Структура емкостного пространства пород продуктивных отложений

месторождения – характеристика, описывающая микростроение путей фильтрации жидкостей (нефть, вода) или газа, в том числе:

– средние диаметры пор и соединяющих поры каналов, их соотношение и распределение по размерам;

– эффективную и динамическую пористости, определяемые размером этих каналов.

Таким образом, структурные характеристики несут информацию о фильтрации потоков и взаимосвязанности каналов их течения в породе.

Известны многочисленные прямые и косвенные методы изучения структуры порового пространства: метод измерения капиллярных давлений, метод капиллярной конденсации и др. Кривая капиллярных давлений наиболее часто используется для характеристики структуры порового пространства [1].

В данной работе рассматривается связь между абсолютной проницаемостью горных пород и параметрами структуры порового пространства, определенными по результатам цифровой обработки катодолюминесцентных изображений, полученных с использованием растрового электронного микроскопа (РЭМ). Представлены результаты исследований связи проницаемости с соотношением средних размеров диаметров пор $d_{\text{пор}}$ и каналов $d_{\text{кан}}$ и связи фильтрационно-емкостных свойств горных пород с параметрами структуры порового пространства.

Предложена новая методика интерпретации данных ГИС, позволяющая определять параметры емкостного пространства непрерывно по разрезу скважины.

Изучение структуры емкостного пространства

Исходя из положения, что емкостное пространство в породах представлено порами и каналами, и рассматривая отношение $d_{\text{пор.}}/d_{\text{кан.}}$, можно предположить, что чем выше величина этого отношения, тем больше будет отличаться от ламинарного течение газа в емкостном элементе «канал–пора–канал». Возникновение этого эффекта можно объяснить первоначальным расширением газа при его выходе из канала в крупную пору, возникновением турбулентности, а затем необходимостью сжатия газа при его

выходе в канал для дальнейшего продвижения по пути фильтрации. Чем больше величина $d_{\text{пор.}}/d_{\text{кан}}$ в емкостном пространстве пород, тем все более выраженным будет влияние на величину газопроницаемости эффекта турбулентности при увеличении скорости фильтрации газа через емкостное пространство породы или, соответственно, при увеличении перепада давлений в образце [1, 2].

Для детального рассмотрения закономерностей изменения структуры емкостного пространства пород в настоящей работе была использована методика изучения емкостного пространства способом катодолюминесценции с применением РЭМ (Кузьмин В.А., 1987 г. [3]) и с помощью специально разработанной компьютерной программы «Коллектор» (М.Н. Большаков, Н.А. Скибицкая, В.А. Кузьмин, 2007 г. [2, 4]). Суть методики заключается в исследовании в режиме катодолюминесценции пришлифованных образцов пород, поровое пространство которых предварительно насыщено органическим люминофором, люминесцирующим под электронным пучком. Получаемые при этом бинарные изображения сечений пустот в образце породы, где поры высвечиваются белыми участками на черном фоне, легко распознаются анализатором изображения для дальнейшей цифровой обработки [4]. Метод позволяет анализировать емкостное пространство на основе сеточного модельного представления и определять усредненные параметры ячейки «пора–канал». В качестве основных параметров рассчитываются: средний диаметр поры, усредненное количество каналов, выходящих из поры, и их средний диаметр. Количество каналов, приходящихся на одну пору, определяет координационное число ($N_{\text{кан.}}/N_{\text{пор.}}$).

Для анализа полученных катодолюминесцентных РЭМ-изображений использовалась программа «Коллектор», которая на основе массива полученных данных распределения размеров пор и измеренной проницаемости образца рассчитывает структурные параметры: соотношение средних диаметров пор и каналов ($d_{\text{пор.}}/d_{\text{кан.}}$) и координационное число емкостной системы ($N_{\text{кан.}}/N_{\text{пор.}}$). В данной работе рассматривается структурный параметр, характеризующий отношение среднего диаметра пор к среднему диаметру каналов ($d_{\text{пор.}}/d_{\text{кан.}}$) в емкостном пространстве пород.

Структура емкостного пространства изучаемых отложений

Объектами исследований являются сложные терригенные природные резервуары Восточно-Предкавказской НГО.

Структура емкостного пространства нижнемеловых образцов пород изученной коллекции определяется типом пород, которые в исследуемом интервале представлены разномеловыми, мелко-среднемеловыми и среднемеловыми песчаниками. Породы

содержат различное количество глинистого цемента; различная сортировка обломочной части изменяет емкостное пространство. Минеральный состав обломочной части представлен кварцем, кварцитами, обломками кремнисто-халцедоновых пород, полевыми шпатами (плагиоклазы), глауконитом, чешуйками и пластинками биотита и мусковита. Пористость в основном межзерновая, частично унаследованная, с поровыми каналами хорошей связанности. Вторичные процессы в целом не способствуют развитию пористости, в частности отмечается регенерация кварца и кальцитизация.

Верхняя часть интервала исследования среднеюрских пород представлена разномеловыми песчаниками, а нижняя часть – карбонатно-глинисто-кремнистыми и глинисто-кремнистыми слабо известковистыми породами. На рис. 1 приведен пример результатов катодолюминесцентного исследования порового пространства для нижнемеловых и среднеюрских отложений. В табл. 1 рассмотрены характеристики пород исследуемых отложений.

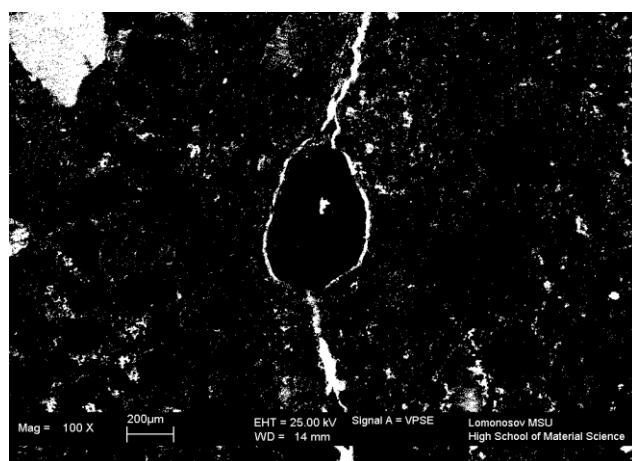
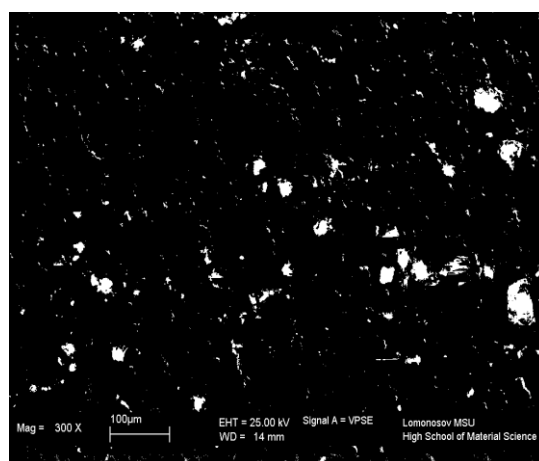
**а****б**

Рис. 1. Структура емкостного пространства исследуемых образцов: **а** – нижнемеловые отложения (увеличение 100^х), **б** – среднеюрские отложения (увеличение 300^х)

Таблица 1

Характеристики исследуемых отложений

	Преобладающие породы	Отношение среднего диаметра пор к среднему диаметру каналов ($d_{\text{пор.}}/d_{\text{кан.}}$)	Преобладающий тип емкостного пространства
Нижнемеловые отложения (K_1)	Песчаники	9,3	Канально-поровый и каналный
Среднеюрские отложения (J_{a-b})	Песчаники, аргиллиты, карбонатно-глинисто-кремнистые породы	7,4	Порово-каналный и каналный

Измерение проницаемости изучаемых отложений

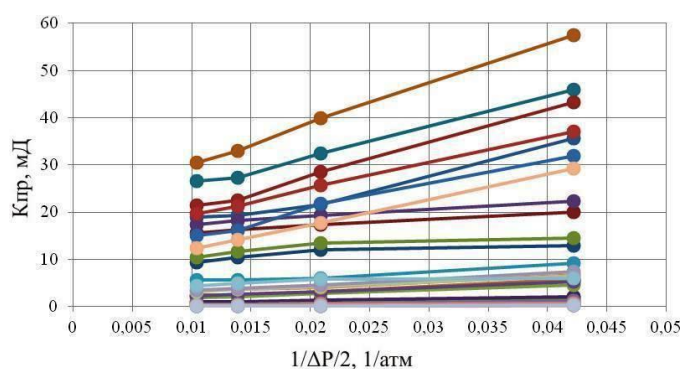
В соответствии с ГОСТ 26450.2-85, лабораторное измерение газопроницаемости образцов пород производится при трех давлениях. Соответствие фильтрации линейному закону контролируется построением графика зависимости расхода газа при среднем давлении в образце от перепада давления $Q=f(\Delta P)$ [5, 6].

В данной работе, в отличие от величины $(1/P_{\text{ср.}})$, где $P_{\text{ср.}}=(P_{\text{вх.}}+P_{\text{вых.}})/2$ – среднее давление в образце, используется величина среднего перепада давления $\Delta P/2=(P_{\text{вх.}}-P_{\text{вых.}})/2$. Данный параметр ближе к промысловому понятию «депрессия на пласт». Величина абсолютной газопроницаемости – пересечение графика линейной зависимости $K_{\text{пр.абс}}=f(1/\Delta P/2)$ с осью ординат – также отвечает величине проницаемости по жидкости (по воде).

Измерение газопроницаемости осуществлялось на модифицированной установке А.А. Ханина в петрофизическом центре ИПНГ РАН. На образцах керна

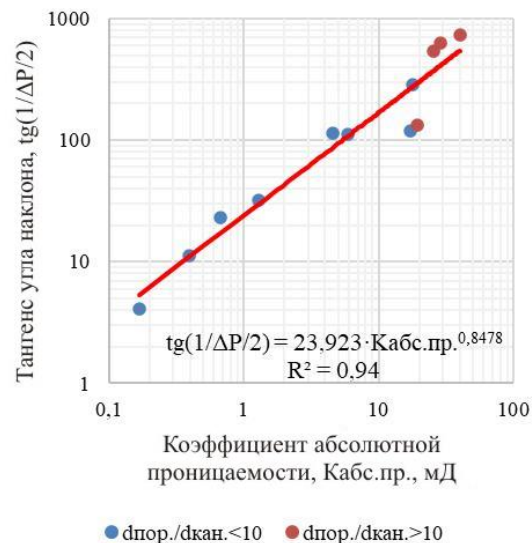
были проведены измерения при четырех перепадах давления. Для каждого образца построен график зависимости проницаемости от обратной величины среднего перепада давления $(1/\Delta P/2)$ при измерении проницаемости образца (рис. 2а). При высоких перепадах давления измеренная газопроницаемость образца приближается к значению проницаемости по воде, при низких перепадах давления – превышает ее. Для сравнительного анализа проницаемости исследуемой коллекции образцов выбор значений проницаемости должен осуществляться при одинаковых условиях опыта – при одинаковом значении среднего перепада давления в образце $(\Delta P/2)$.

На рис. 2б показана корреляционная связь коэффициента газопроницаемости с тангенсом угла наклона графика зависимости проницаемости по газу от обратной величины среднего перепада давления в образце $(1/\Delta P/2)$. Ранжирование выполнено по величине отношения среднего диаметра пор к среднему диаметру каналов $(d_{\text{пор.}}/d_{\text{кан.}})$.



Каждая кривая соответствует отдельному образцу

а



б

Рис. 2. Зависимости коэффициента газопроницаемости образцов керна от обратной средней величины депрессии ($1/\Delta P/2$) (**а**); корреляционная связь тангенса угла наклона обратной средней величины депрессии ($1/\Delta P/2$) с коэффициентом абсолютной проницаемости (**б**)

При дальнейших исследованиях удалось установить, что именно данный параметр – тангенс угла наклона – обладает высокой петрофизической информативностью для разделения пород по структуре порового пространства. Установлено, что корреляционная связь тангенса угла наклона графика зависимости

проницаемости по газу от обратной величины среднего перепада давления в образце ($1/\Delta P/2$) с параметром структуры емкостного пространства – отношением диаметра пор к диаметру каналов ($d_{\text{пор.}}/d_{\text{кан.}}$) – можно описать единой степенной зависимостью с высоким коэффициентом корреляции $R^2=0,77$ (рис. 3).

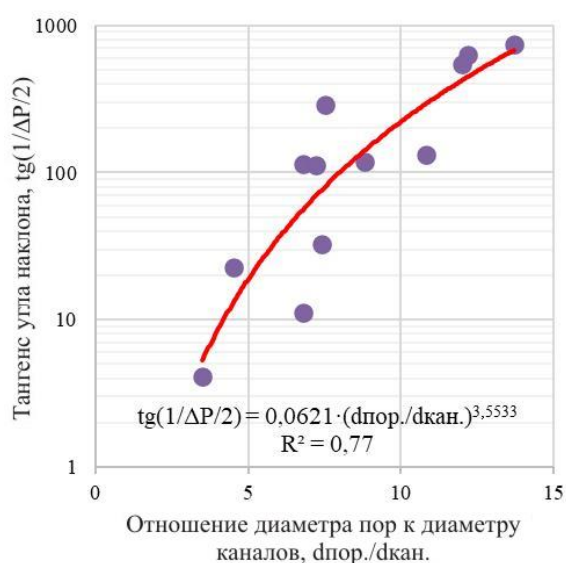


Рис. 3. Корреляционная связь тангенса угла наклона графика зависимости проницаемости по газу от обратной величины среднего перепада давления в образце ($1/\Delta P/2$) с параметром структуры емкостного пространства – отношением диаметра пор к диаметру каналов ($d_{\text{пор.}}/d_{\text{кан.}}$)

Наблюдается достаточно четкая закономерность: с увеличением отношения среднего диаметра пор к среднему диаметру каналов ($d_{\text{пор.}}/d_{\text{кан.}}$) становится все более выраженной тенденция к снижению проницаемости при увеличении средней величины перепада давления, характерной для все более проницаемых и высокопористых образцов с ярко выраженной четочной (или

гантелевидной) структурой емкостного пространства.

На рис. 4а и 4б приведены корреляционные связи тангенса угла наклона графика зависимости проницаемости по газу от обратной величины среднего перепада давления в образце ($1/\Delta P/2$) с величинами среднего диаметра пор и среднего диаметра каналов в породах.

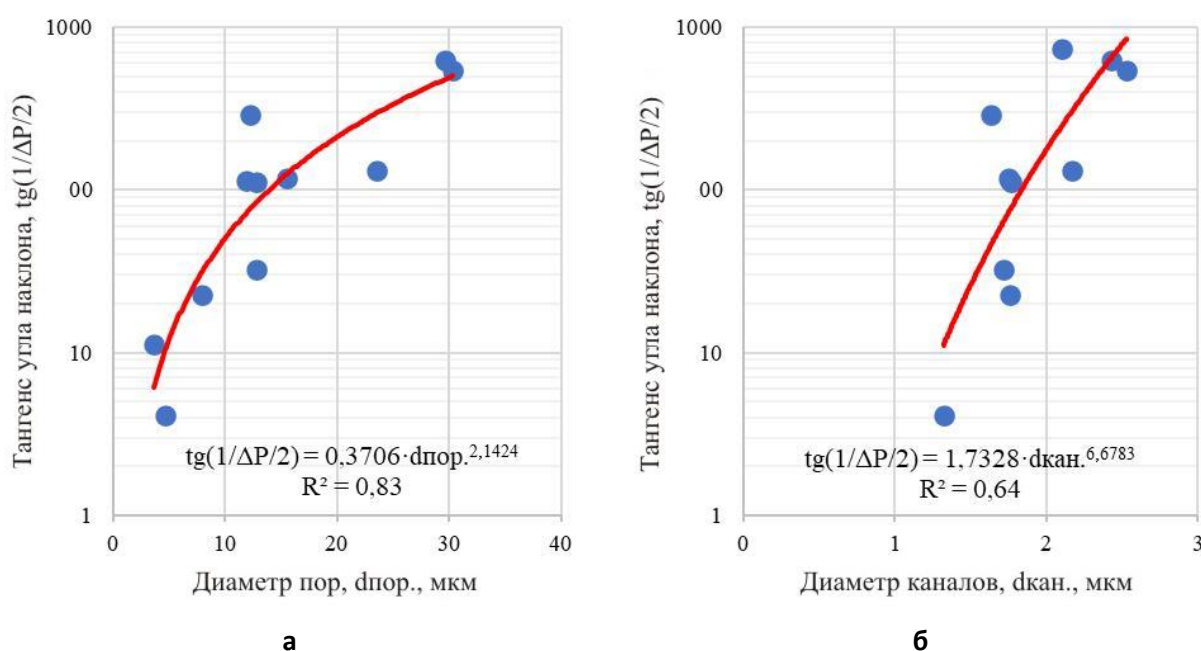


Рис. 4. Корреляционные связи тангенса угла наклона графиков зависимости проницаемости по газу от обратной величины среднего перепада давления в образце ($1/\Delta P/2$) со средним диаметром пор $d_{\text{пор}}$ (а) и средним диаметром каналов $d_{\text{кан}}$ (б)

Также были получены корреляционные связи параметра структуры порового пространства — отношения диаметра пор к диаметру каналов ($d_{\text{пор.}}/d_{\text{кан.}}$) с фильтрационно-емкостными характеристиками пород: со структурно-защемленной остаточной газонасыщенностью, остаточной водонасыщенностью, коэффициентом эффективной пористости и коэффициентом

динамической пористости (рис. 5). Все связи имеют достаточно высокий коэффициент корреляции.

Проведенные исследования дали возможность установить последовательность необходимых петрофизических зависимостей, позволяющих осуществить расчет средних значений диаметров пор и каналов по данным ГИС.

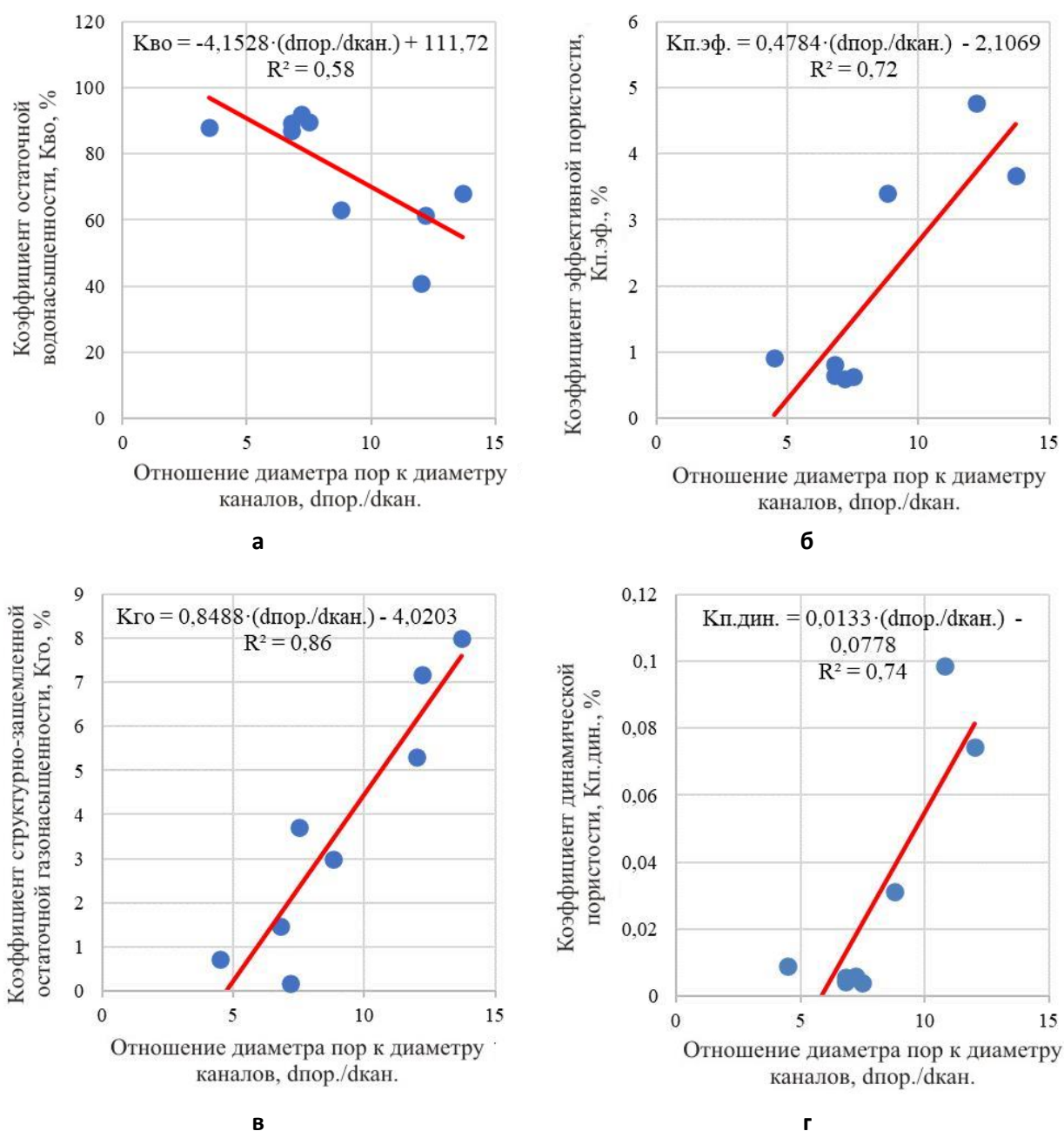


Рис. 5. Корреляционные связи коэффициентов остаточной водонасыщенности (а), эффективной пористости (б), структурно-защемленной остаточной газонасыщенности (в) и динамической пористости (г) с параметром структуры порового пространства ($d_{\text{пор.}}/d_{\text{кан.}}$)

Подход заключается в использовании значений пористости, определенной по данным ГИС, для расчета абсолютной проницаемости и значений средних диаметров пор и каналов через тангенс угла наклона графика зависимости проницаемости по газу от обратной

величины среднего перепада давления в образце ($1/\Delta P/2$). В табл. 2 представлены полученные в результате лабораторных экспериментов на образцах керна зависимости для расчета указанных параметров по данным ГИС непрерывно по разрезу скважин.

Таблица 2

Установленные зависимости для расчета параметров по данным ГИС

Корреляционные связи	Уравнение связи	Коэффициент корреляции, R
$K_{\text{пр.абс.}} - K_{\text{п}}$	$0,0067 \cdot K_{\text{п}}^{2,8936}$	0,71
$\text{tg}\alpha - K_{\text{пр.абс.}}$	$23,923 \cdot K_{\text{пр.абс.}}^{0,8478}$	0,96
$\text{tg}\alpha - d_{\text{пор.}}/d_{\text{кан.}}$	$0,0621 \cdot \left(\frac{d_{\text{пор.}}}{d_{\text{кан.}}}\right)^{3,5533}$	0,88
$\text{tg}\alpha - d_{\text{пор.}}$	$0,3706 \cdot d_{\text{пор.}}^{2,1424}$	0,91
$\text{tg}\alpha - d_{\text{кан.}}$	$1,7328 \cdot d_{\text{кан.}}^{6,6783}$	0,8
$K_{\text{го.}} - d_{\text{пор.}}/d_{\text{кан.}}$	$0,8488 \cdot \left(\frac{d_{\text{пор.}}}{d_{\text{кан.}}}\right) - 4,0203$	0,93

На рис. 6 и 7 представлены результаты интерпретации данных ГИС с рассчитанными непрерывно по разрезу диаграммами диаметра пор и диаметра

каналов. Точками обозначены керновые измерения этих параметров, которые согласуются с результатами расчета по ГИС.

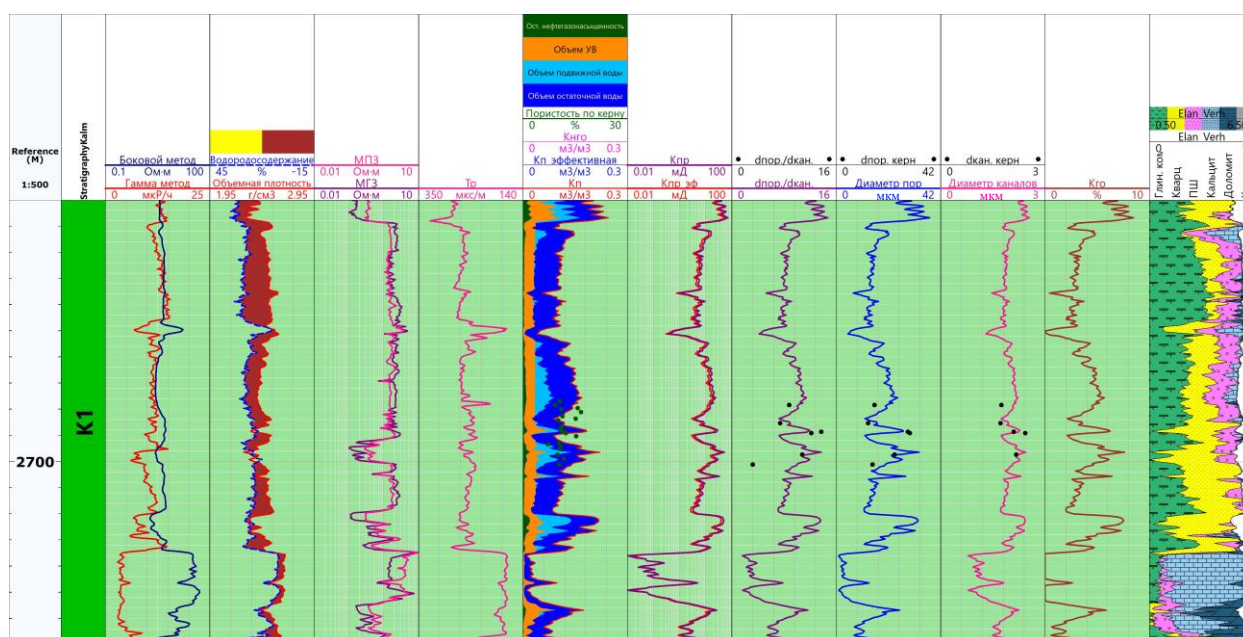


Рис. 6. Результаты интерпретации данных ГИС для нижнемеловых отложений

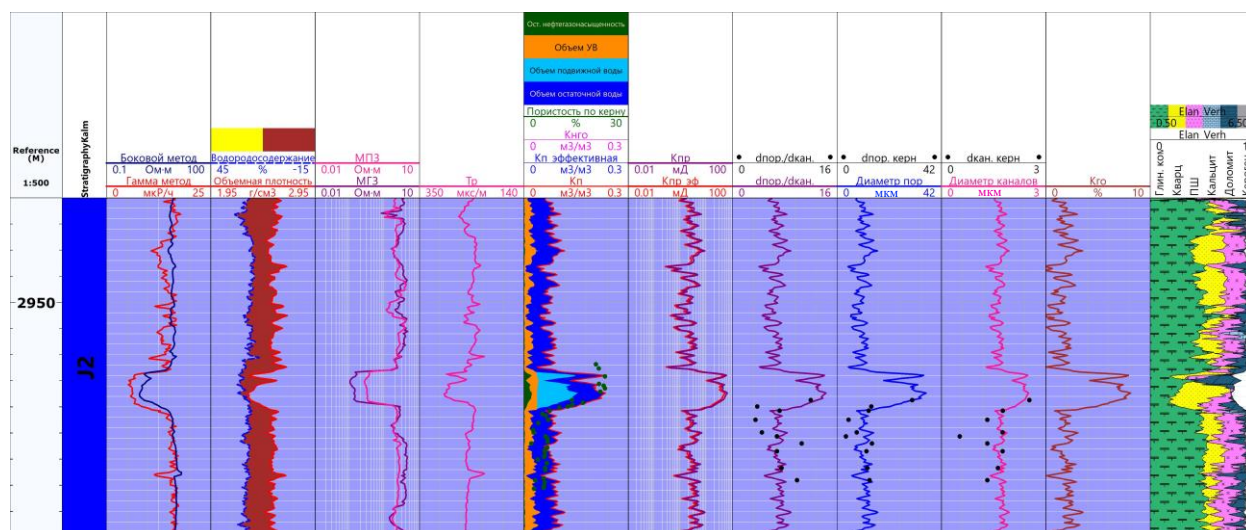


Рис. 7. Результаты интерпретации данных ГИС для среднеюрских отложений

Выводы

Разработана методика определения параметров, характеризующих емкостное пространство горных пород по всему разрезу исследуемой скважины по данным интерпретации комплекса ГИС.

Установлено, что структура емкостного пространства пород, определяющаяся соотношением средних диаметров пор и каналов ($d_{\text{пор}}/d_{\text{кан.}}$), характеризует степень изменения (снижения или увеличения) коэффициента проницаемости по газу пород в соответствии с динамикой (увеличением или уменьшением) величины перепада давления на образце. Это позволяет считать, что на вышеописанную закономерность изменения проницаемости пород по газу в высокой степени влияет эффект турбулентности при фильтрации потока газа в выражено неоднородном емкостном объеме.

Получены зависимости коэффициента структурно-защемленной газонасыщенности, коэффициента остаточной водонасыщенности, коэффициентов эффективной и динамической пористости от параметра структуры емкостного пространства – отношения диаметра пор к диаметру каналов.

На основе проведенных петрофизических исследований и исследований емкостного пространства способом катодолюминесценции с использованием РЭМ впервые реализована возможность определения средних диаметров пор и каналов (их отношения) непрерывно по разрезу по данным ГИС. Результаты интерпретации данных ГИС с рассчитанными средними диаметрами пор и каналов согласуются с результатами лабораторных измерений на образцах пород.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема: «Прогноз состояния ресурсной базы нефтегазового комплекса России на основе системных исследований перспектив нефтегазоносности природных резервуаров в карбонатных, терригенных и сланцевых формациях», № АААА-А19-119030690047-6).

Литература

1. Ромм Е.С. Структурные модели порового пространства горных пород. Л.: Недра, 1985. 240 с.
2. Большаков М.Н., Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А. Изучение структуры порового пространства в растровом электронном микроскопе с помощью компьютерной программы «Коллектор» // Поверхность. Рентгеновские, синхротронные и нейтронные исследования. 2007. № 8. С. 108–111.
3. Кузьмин В.А. Методика изучения пустотного пространства пород-коллекторов в растровом электронном микроскопе // Коллекторы нефти и газа на больших глубинах: Тез. докл. IV Всесоюзной конф. М.: МИНГ, 1987. С. 196–197.
4. Большаков М.Н., Кузьмин В.А., Скибицкая Н.А. Свид. о рег. прогр. для ЭВМ RU 2018661822. Программный инструмент «Коллектор». № 2018617079; Заявл. 02.07.2018; Оpubл. 18.09.2018 // Программы для ЭВМ. Базы данных. Топологии интегральных микросхем. Бюл. № 9. <http://www1.fips.ru>
5. ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации. М.: Изд-во стандартов, 1985. 16 с.
6. Гудок Н.С., Богданович Н.Н., Мартынов В.Г. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород: Учеб. пособие для вузов. М.: Недра-Бизнесцентр, 2007. 592 с.

Methodology for determining the average diameter of rock pores and channels by well-log data based on lithological and petrophysical studies

N.A. Skibitskaya^{1*}, V.A. Kuzmin¹, M.N. Bolshakov^{1**}, K.V. Kovalenko^{1,2}, E.A. Babich¹, N.I. Samokhvalov¹, O.O. Marutyan¹

1 – Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow

2 – Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow

E-mail: *skibitchka@mail.ru, **rgu2006@mail.ru

Abstract. The paper presents a method for determining the parameters characterizing the features of the pore space structure of rocks continuously along the section, based on the results of well-log data interpretation. The results of the well-log data interpretation are presented with diagrams of average values of pore and channel diameters calculated continuously along the section, which are consistent with the results of laboratory measurements on rock samples. The proposed method is based on the use of the established correlation relationships between the slope tangent of the graph of dependence of gas permeability on reciprocal of mean pressure drop and the parameters of the pore space structure, determined from the digital processing of raster electron microscopic images.

Keywords: pore space structure, absolute permeability, pore diameters, channel diameters.

Citation: Skibitskaya N.A., Kuzmin V.A., Bolshakov M.N., Kovalenko K.V., Babich E.A., Samokhvalov N.I., Marutyan O.O. Methodology for determining the average diameter of rock pores and channels by well-log data based on lithological and petrophysical studies // Actual Problems of Oil and Gas. 2021. Iss. 1(32). P. 47–57. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-32.art4> (In Russ.).

References

1. Romm E.S. Structural models of pore space in rocks. Leningrad: Nedra, 1985. 240 p. (In Russ.).
2. Bolshakov M.N., Skibitskaya N.A., Kuzmin V.A. Investigation of the pore space structure by a scanning electron microscope using the computer program Collector // Journal of Surface Investigation: X-Ray, Synchrotron and Neutron Techniques. 2007. Vol. 1, No. 4. P. 493–496. <https://doi.org/10.1134/S1027451007040222>
3. Kuzmin V.A. A method of studying the pore space of reservoir rocks in a scanning electron microscope // Deep Oil and Gas Reservoirs: Abstracts of the 4th All-Union Conference. Moscow: MIOG, 1987. P. 196–197. (In Russ.).
4. Bolshakov M.N., Kuzmin V.A., Skibitskaya N.A. Computer program registration certificate RU 2018661822. Collector software tool. No. 2018617079; Declared 02.07.2018; Publ. 18.09.2018 // Computer programs. Databases. Integrated circuit layouts. Bull. No. 9. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).
5. GOST 26450.2-85. Rocks. Method for measuring the absolute gas permeability for stationary and non-stationary filtration. Moscow: Standards Publ., 1985. 16 p. (In Russ.).
6. Gudok N.S., Bogdanovich N.N., Martynov V.G. Determination of the physical properties of oil- and water-saturated rocks: Textbook for universities. Moscow: Nedra-Biznestsenter, 2007. 592 p. (In Russ.).