

МИКРОСТРУКТУРНАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА

В.А. Кузьмин, Н.А. Скибицкая
ИПНГ РАН, e-mail: kuzminva@mail.ru

Введение

Современные классификационные схемы коллекторов нефти и газа основаны на генетических, литологических, физических и других характеристиках, что позволяет применять их для относительной оценки запасов в залежах и прогнозирования эффективности разработки месторождений [1–8]. Принципы типизации коллекторов достаточно подробно изложены в обзорной литературе, поэтому нет необходимости их детального рассмотрения.

Существование разных классификаций связано с тем, что на коллекторские свойства пород влияет большое число различных факторов. Это не позволяет создать простую, удобную и универсальную классификацию. В настоящее время наиболее применяемой в нефтяной геологии является классификация А.А. Ханина (1973) основанная на пористости и проницаемости терригенных коллекторов [9]. Однако для карбонатных пород более удобна классификация Ф.И. Котяхова [10–11], в которой коллекторы разделены на трещинный, каверновый и поровый типы. В этой классификации, как и в других, коллекторы не классифицируются по микроструктурным признакам порового пространства, а в некоторых случаях используют лишь качественную размерную оценку (поры, полости, карстовые полости). Это является недостатком современных классификационных схем коллекторов нефти и газа, так как микроструктурные характеристики порового пространства существенно влияют на нефте- или газоотдачу и способы разработки месторождения.

В схеме общей классификации коллекторов, принятой на кафедре литологии РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина отмечается, что поровая система может сочетать поры емкости и протяженные каналы. Однако классификаций, основанных на структурном элементе канал-пора, в настоящее время не имеется. По нашему мнению, именно в преобладании пор или каналов заключаются принципиальные отличия поровых коллекторов, определяющие остаточное нефте- или газонасыщение пласта в процессе разработки. Причиной отсутствия детальных исследований в этой области является сложность количественной оценки микроструктурных параметров порового пространства.

В ИПНГ РАН разработаны эффективные методы прямых измерений размеров пор в электронном микроскопе и созданы алгоритмы для программного анализа электронно-микроскопических изображений [12–14]. С помощью разработанных методов в течение ряда лет проводились исследования горных пород продуктивных отложений различных месторождений, которые показали возможность классификации коллекторов с учетом количественного соотношения и связности пор и капилляров. Особое внимание было уделено карбонатным породам как наиболее сложным микроструктурным объектам.

Методика и результаты

В настоящее время наиболее эффективными методами количественного исследования порового пространства пород, является метод растровой электронной микроскопии с применением микротомографии и катодоллюминесценции. Методика катодоллюминесцентного исследования порового пространства позволяет изучать микроструктурные детали, совершенно недоступные современной микротомографии, которая из-за недостаточного разрешения не обеспечивает необходимую детализацию нижнего и среднего диапазона фильтрующих каналов в карбонатных и глинистых породах. В связи с этим, в настоящей работе для изучения особенностей строения порового пространства породы исследовались в растровом электронном микроскопе (РЭМ) по специально разработанной методике прямого измерения размеров сечений пор и поровых каналов [11].

Микроструктурные исследования проводились с помощью РЭМ SUPRA 50 VP (фирмы Карл Цейс) с разрешением 1,0 нм, оборудованного рентгеновским энергодисперсионным спектрометром INCA Energy (фирма Oxford Instruments) для анализа элементного состава. Поровое пространство изучалось в режиме интегрированной катодоллюминесценции, на которой поры выглядят белыми на черном фоне. На рис. 1 для сравнения приведены РЭМ-изображения поверхности скола доломита во вторичных электронах и поровое пространство в катодоллюминесцентном режиме.

Для анализа полученных катодоллюминесцентных РЭМ-изображений использовались специально разработанные программные алгоритмы [11–12]. С помощью программы подсчитывались размерные характеристики всего массива данных по сечениям пор и поровых каналов и рассчитывались усредненные параметры порового пространства образца. На рис. 2 показан пример количественного анализа микроструктурных параметров – гистограмма долевого объема пор и каналов различного размера и гистограмма их количественного распределения по размерам.

а

б

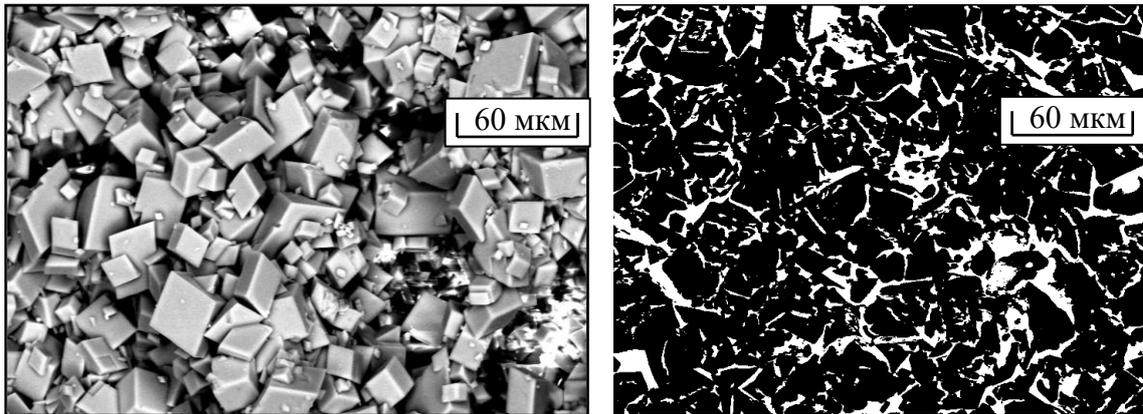


Рис. 1. Пример микростроения аутигенного доломита: а – вторичноэлектронное РЭМ-изображение, б – катодлюминесценция (поровое пространство светлое)

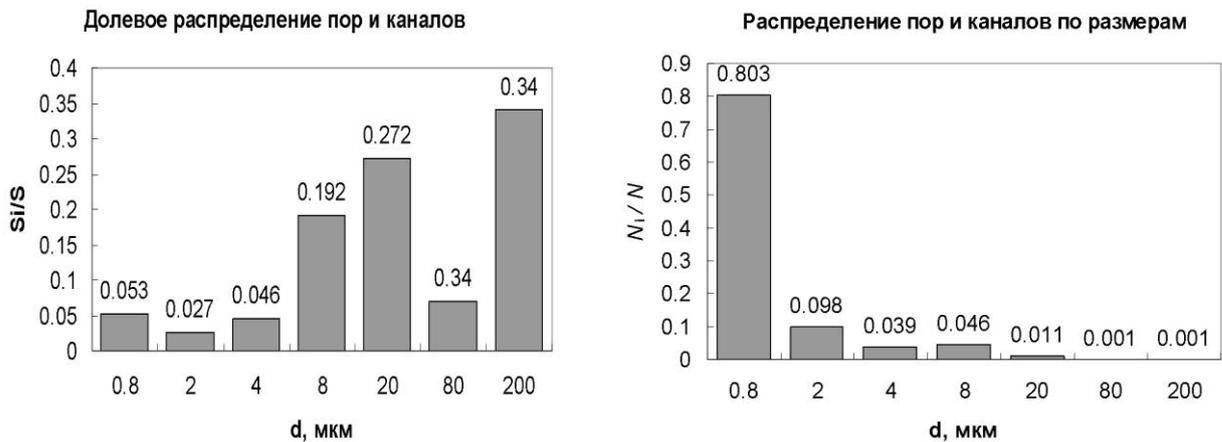


Рис. 2. Гистограммы катодлюминесцентной порометрии в РЭМ

Метод позволяет анализировать поровое пространство на основе сеточного модельного представления и определять усредненные размерные параметры ячейки пор-канал. В качестве основных размерных параметров рассчитывался средний диаметр поры, усредненное количество каналов, выходящих из поры, их средний диаметр и другие характеристики. Количество каналов, приходящихся на одну пору, определяет координационное число $\beta_{кч} = N_{к}/N_{п}$, где $N_{к}$ и $N_{п}$ – соответственно количество каналов и количество пор на единицу объема. Расчет ведется площадным методом с пересчетом на объем, по данным, полученным на шлифованной поверхности образцов пород. На рис. 3 поясняется определение количества пор, каналов и координационного числа порового пространства.

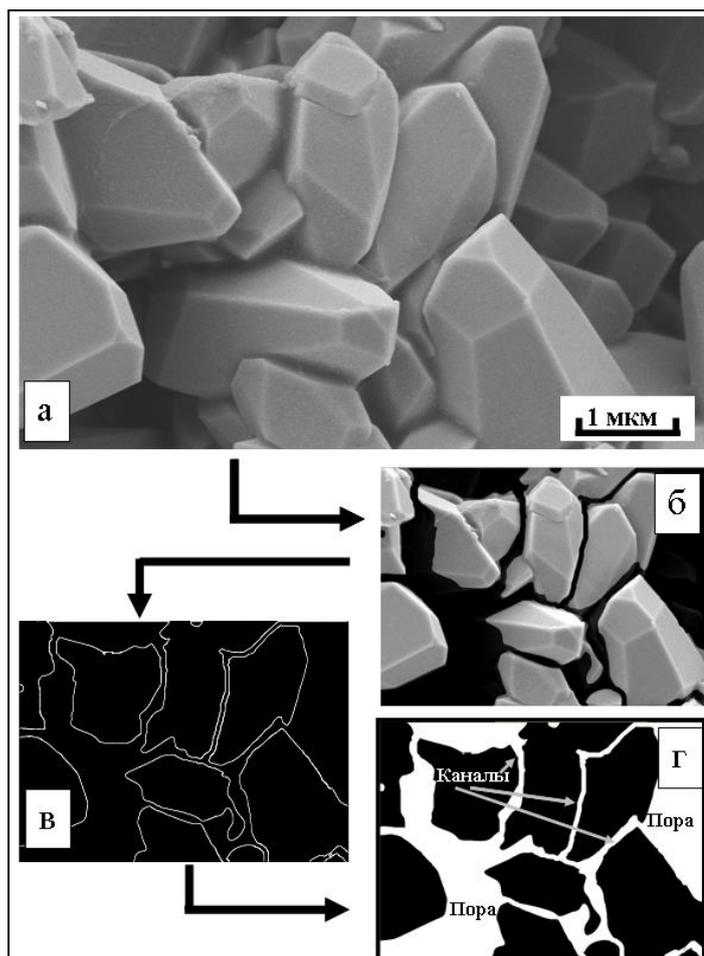


Рис. 3. Пример определения количества пор, каналов и координационного числа порового пространства: а – исходное вторично-электронное изображение скола пористого известняка (аутигенный скаленоидрический и таблитчатый кальцит), б – поровое пространство, в – контуры порового пространства, г – конфигурация поры и каналов

В качестве примера изучения микроструктурных параметров пород в электронном микроскопе в табл. 1 приведены результаты исследований пород продуктивных отложений из нижнемеловых, среднеюрских и верхнетриасовых отложений Восточно-Бирюзакской площади, верхне- и нижнетриасовых отложений Барьерной площади, а также фаменских отложений верхнего девона Доланско-Эрдниевской площади (Калмыкия). Были изучены породы различного литологического типа, включая, крупнозернистые кварц-полевошпатовые полимиктовые песчаники, песчаники разнозернистые с карбонатно-глинистым цементом, кремнисто-глинистые песчано-алевритистые породы, карбонатно-глинистые, карбонатно-кремнистые и кремнисто-карбонатные породы. Также были изучены известняки и доломиты. В таблице приведены средние значения микроструктурных параметров, полученных с помощью количественного анализа катодлюминесцентных РЭМ-изображений порового пространства.

Таблица 1

Усредненные значения микроструктурных параметров по отложениям

Возраст	Преобладающие породы	Открытая пористость $K_{по}$, %	Координационное число, $\beta_{кч}$	Координационное число, среднее $\beta_{кч}$	$p_{нк}=d_n/d_k$	Среднее значение $p_{нк}=d_n/d_k$	Преобладающий тип порового пространства
Восточно-Бюрюзакская площадь (скв. № 1)							
Нижнемеловые отложения (K_1)	Песчаники	9–12	5–70	31	8–13	9,3	Порово-канальный и канальный
Среднеюрские отложения (J_{2a-b})	Песчаники, аргиллиты, карбонатно-глинисто-кремнистые породы	6–21	2–50	12,2	4–17	7,4	Канально-поровый и канальный
Верхнетриасовые отложения (T_3)	Песчаники, алевролиты, карбонатно-кремнистые породы	1,3–1,7	2–31	9	3–8	5	Канальный
Барьерная площадь (скв. № 1П)							
Нижнетриасовые отложения (T_{1o})	Аргиллиты, карбонатно-глинистые алевритистые породы	0,98–6	2–16	4,9	1,4–74	4,2	Канальный, порово-канальный и канально-поровый
Доланско-Эрдниевская площадь (скв. № 1)							
Верхнедевонские отложения (D_{3fm})	Известняки, доломиты, карбонатно-кремнистые породы	<1	2–8	4,1	3,3–6,4	4,7	Канальный и порово-канальный

Данные исследований образцов по месторождениям показали, что в реальной породе могут преобладать либо поры, либо протяженные каналы. Различия емкостных систем в различных типах терригенных и карбонатных отложений проявляются в количественном и размерном соотношении между порами и каналами, поэтому при одинаковой открытой пористости и сопоставимыми размерными распределениями пустот нефте- или газоотдача коллекторов может значительно различаться. В случае, когда в емкостном пространстве поры контактируют друг с другом, а каналы отсутствуют, порода имеет фильтрационные свойства гранулярного коллектора независимо от состава. Если преобладают протяженные каналы в относительно плотной или субкапиллярнопоровой

матрице, фильтрационные свойства поровой системы определяются преимущественно каналами, а свойства коллектора будут существенно различаться.

В изученных породах наиболее распространенным типом емкостного пространства является система в виде пустот (пор) с сопоставимыми во всех направлениях размерами и связывающих их более тонких протяженных каналов (капилляров). Установлено, что остаточное нефтенасыщение поровых коллекторов зависит от количественного и размерного соотношения пор и поровых каналов, а также координационного числа [15]. Формализация порового пространства в виде пространственной сетки с узлами – порами и соединяющими их каналами, связана с необходимостью расчета размерных и пространственных микроструктурных параметров с помощью алгоритмов, позволяющих проводить их сопоставление.

Для разработки микроструктурной классификационной схемы авторами было изучено микростроение и рассчитаны размерные и геометрические параметры порового пространства коллекторов из различных месторождений (Тенгизское НМ, Карачаганакское НГКМ, Оренбургское НГКМ, Вуктыльское ГКМ, Димитровское ГНМ и др.). Кроме этого были проведены исследования влияния микроструктурных факторов порового пространства коллектора на характер насыщения нефтью прямым методом в электронном микроскопе (рис. 4) [16–17]. Породы также были изучены петрографическими, петрофизическими, геохимическими и другими методами.

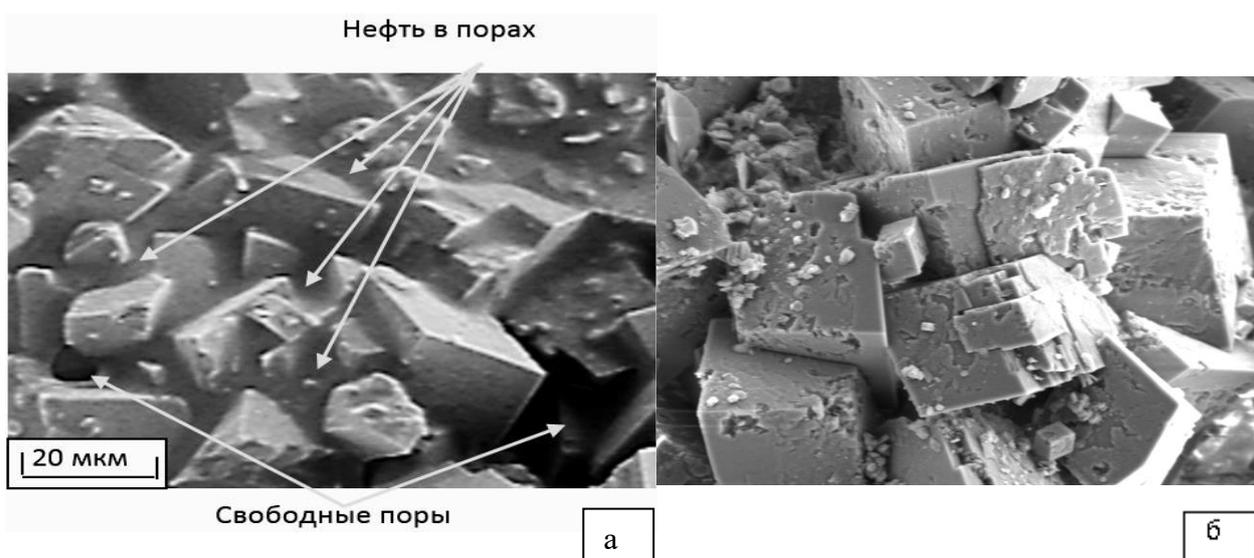


Рис. 4. Поровое пространство в образце доломита, насыщенного нефтью, до (а) и после (б) экстракции нефти из образца [14]

Проведенные исследования подтвердили наличие каналльно-поровой (капиллярно-поровой) пространственной системы, соответствующей модельному представлению порового пространства с элементами сеточной модели канал-пора, которая характеризуется различным координационным числом $\beta_{кч}$ для фильтрующих каналов. Были установлены основные параметры порового пространства, оказывающие наибольшее влияние на нефтегазоотдачу. Такими параметрами являются:

– характеристика строения поровой ячейки сеточной модели порового пространства в виде усредненного координационного числа (число каналов, приходящихся на одну пору)

$$\beta_{кч} = N_k/N_n, \quad (1)$$

где N_k – число каналов, N_n – число пор;

– усредненная величина отношения диаметра пор к диаметру каналов

$$p_{нк} = d_n/d_k, \quad (2)$$

где d_n – средний диаметр поры, d_k – средний диаметр канала.

Влияние закона распределения пор по размерам достаточно хорошо изучено. Более пористые породы-коллекторы имеют преимущественно более крупные поры. Имеется корреляционная связь между средним размером пор и проницаемостью коллектора. Однако в карбонатных низкопроницаемых коллекторах и других сложнопоровых породах, где значительно возрастает роль каналов, такая связь отсутствует.

Влияние координационного числа поровой системы показано в классической работе (I. Fatt, 1958) [18], в которой приводятся данные модельных экспериментов капиллярного вытеснения и двухфазной фильтрации. Основным выводом работы является тот факт, что само строение сетки капилляров, количество пересечений каналов в узлах – координационное число – существенно влияет на характер формы кривых ОФП, в отличие от закона распределения пор по размерам, который принципиально не изменяет характер двухфазной фильтрации. Согласно этим исследованиям, с ростом числа пересечений каналов в узлах сетчатой фильтрационной системы относительная проницаемость уменьшается.

Существенное влияние на добычные возможности оказывает параметр $p_{нк}$. Это подтверждается корреляционной связью коэффициента структурно-защемленной газонасыщенности (нефтенасыщенности) $K_{го}$, определенного для пород различного типа методом прямоточной капиллярной пропитки, с параметром $p_{нк}$. [19]. Пример такой связи

для пород нижнепермских отложений восточной и западной частей Оренбургского НГКМ приведен на рис. 5. Тренд имеет вид линейной зависимости с уравнением $y=1,925x+6,1336$, где y – коэффициент $K_{г.о.}$, а x – среднее отношения диаметра пор к диаметру каналов $p_{нк}$. Коэффициент корреляции равен 0,8558.

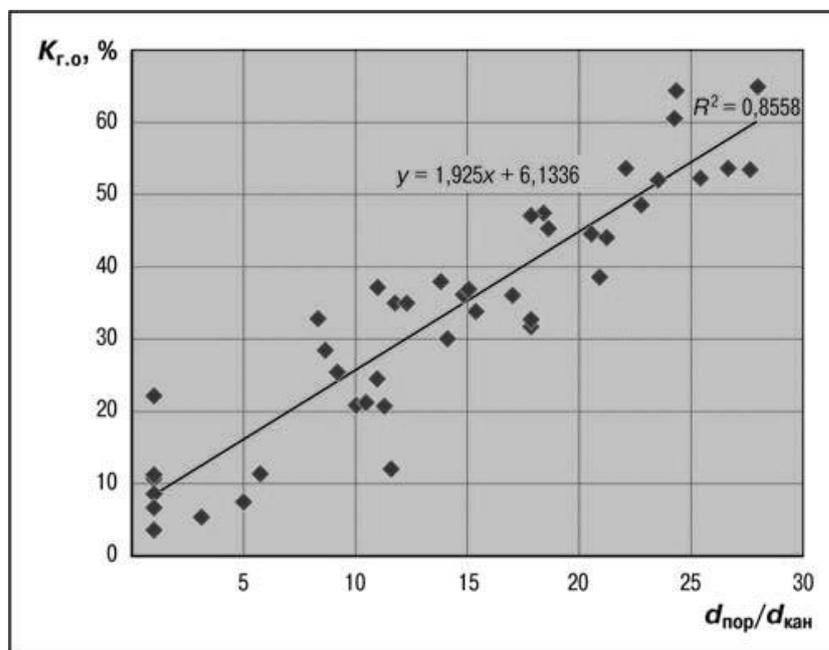


Рис. 5. Корреляционная связь коэффициента структурно-защемленной газонасыщенности (нефтенасыщенности) $K_{г.о.}$ ($K_{но}$) с соотношением диаметров пор и каналов ($p_{нк}=d_n/d_k$) в породах нижнепермских отложений восточной и западной частей Оренбургского НГКМ

В данном примере зависимость (тренд) имеет вид прямой линии. В различных породах зависимость может быть разной, но имеется устойчивая тенденция уменьшения коэффициента нефтеотдачи с увеличением параметра $p_{нк}$. При большом соотношении $p_{нк}$ возникает эффект структурно-защемленных поровых объемов, в которых движение газа в процессе разработки не подчиняется законам фильтрации, а идет через его разгрузку в динамические (или проточные) поровые объемы. При разработке нефтяного месторождения заводнением движение жидкости в таких структурно-защемленных объемах практически отсутствует, а величина этих объемов определяет минимальное значение остаточной нефтенасыщенности в нефтенасыщенных зонах. При разработке газового месторождения на режиме активного ГВК эта величина определяет значение остаточной газонасыщенности при давлениях «забрасывания». В породах высокопористых крупнопористых, отличающихся большими степенью и объемами газонасыщения, структура порового пространства существенно отличается от капиллярно-подобной (канальной) и является ярко выраженной четочной. В таких породах отношение

среднего диаметра пор к среднему диаметру поровых каналов много больше единицы ($d_{нк} > 1$). В породах пористых и даже высокопористых, но мелко- и субкапиллярнопористых, размеры пор ненамного превышают размеры поровых каналов. Структура порового пространства в них приближается к капилляроподобной, а отношение среднего диаметра пор к среднему диаметру поровых каналов стремится к единице ($d_{нк} \rightarrow 1$). В ряде случаев, особенно в сложнопостроенных карбонатных коллекторах, структурно-защемленная для фильтрации пористость может составлять до 60% от величины открытой пористости. Величина структурно-защемленных поровых объемов в поровых коллекторах тем выше, чем выше проницаемость коллекторов этого типа.

Электронно-микроскопические исследования показали, что в процессе катагенетического преобразования карбонатная матрица изменяет свое микростроение, проходя стадию деструкции и микритизации первичных морфоструктур – органической и минеральной составляющей, а затем стадию перекристаллизации микритовых разностей во все более крупные кристаллы. В процессе катагенетической перекристаллизации, которая генетически связана с преобразованием субкапиллярнопорового емкостного пространства, нанопоровые и субкапиллярнопоровые объемы объединяются во все более крупнопоровые, вплоть до микрокаверновых емкостных объемов. Морфология и форма образующихся пор-емкостей, их взаимосвязь с каналами определяются интенсивностью фазовых преобразований, которые развиваются в карбонатной матрице на микроуровне сначала в виде очагов, а в дальнейшем захватывают весь объем породы [20–22]. Параллельно на формирование пустотного пространства могут оказывать влияние уплотнение, выщелачивание, сульфатизация, кальцитизация и другие наложенные вторичные процессы. Воздействие этих процессов приводит к последовательному изменению микроструктурного типа емкостного пространства (соотношение количества пор-емкостей и протяженных каналов). Микростроение изменяется от канального, образованного за счет слияния щелевидных коротких межкристаллических каналов в более протяженные незатухающие субкапилляры, до канально-порового типа в виде пространственной сетки пересекающихся каналов с порами-емкостями в узлах пересечений.

На рис. 6 (а, б) показано формирование пор и каналов в процессе катагенетической перекристаллизации. Вновь образованные вторичные микропоры имеют либо свободный объем, либо заключены между идиоморфными аутигенными кристаллами доломита (рис. 6, в, г).

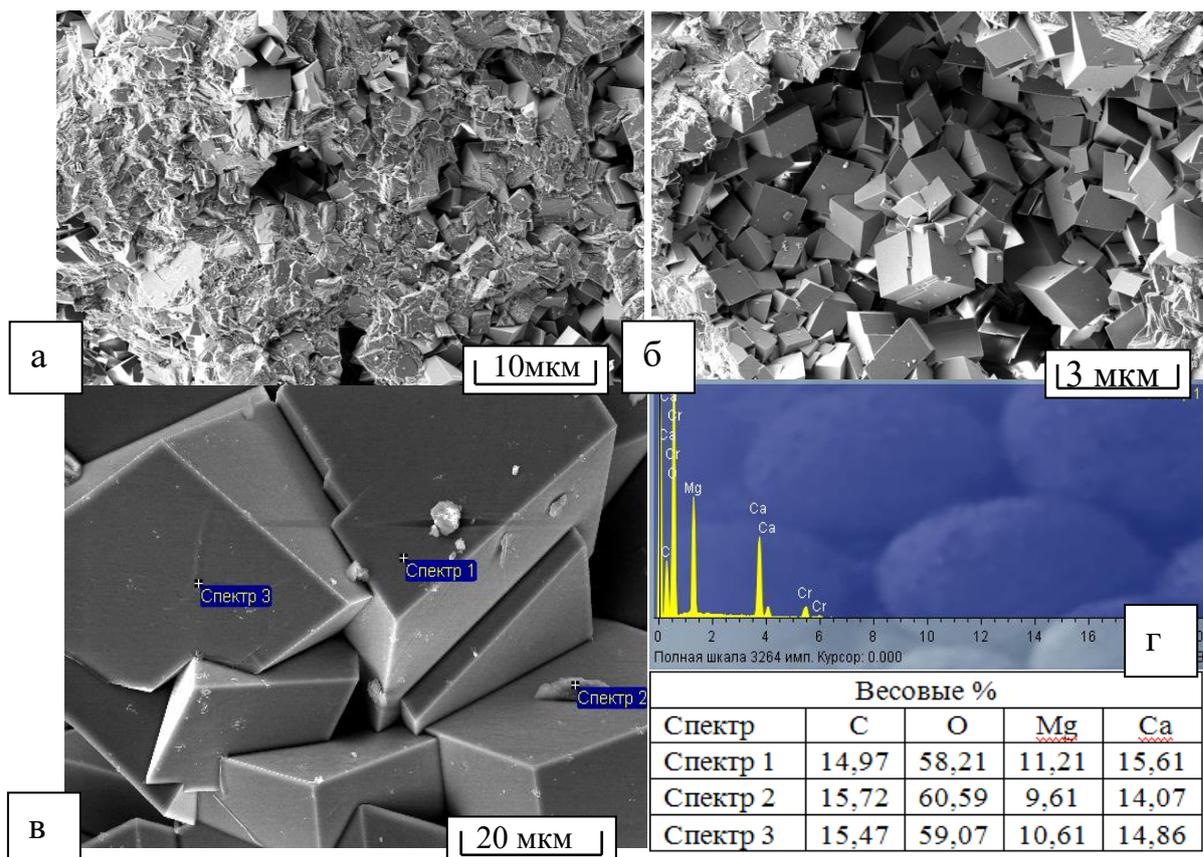


Рис. 6. Формирование порово-канального типа порового пространства в процессе перекристаллизации: а – увел. 300^x, б – увел.300^x; б – вторичный доломит, заполняющий поры; в, г – рентгеновский микрондовый анализ кристаллов доломита, увел. 1500^x

В породах коллекторах наиболее распространены порово-канальный (преобладают каналы) и канально-поровый (преобладают поры) типы емкостного пространства. Чисто канальный тип в песчаниках и алевролитах встречается редко. В таких породах поровые объемы формируются преимущественно как межзерновые седиментационные пустоты, огибающие породообразующие зерна, рис. 7.

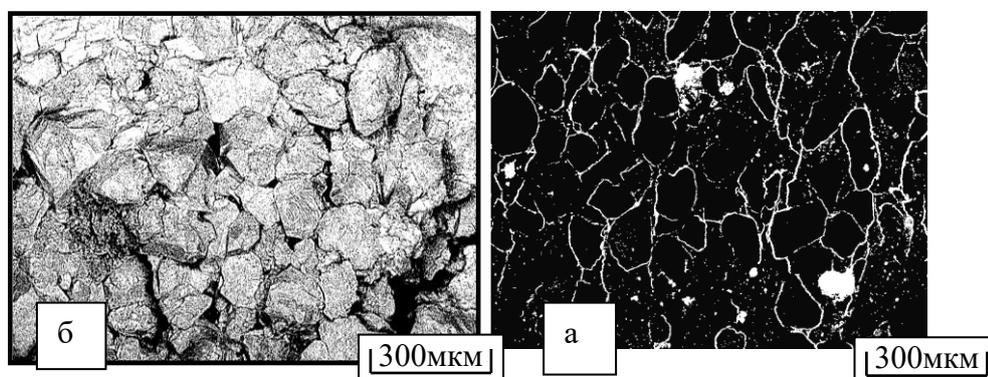


Рис. 7. Песчаник среднезернистый глинистый, Восточно-Бирюзакская площадь, Калмыкия, глубина отбора 2695,15–2695,4, К₁; а – вторично-электронное, б – катодолуминесцентное изображение (канальный тип)

Микроструктурная классификация поровых коллекторов

Исследования емкостного пространства в породах различного типа с помощью высокоразрешающей растровой электронной микроскопии показали возможность учета его микроструктурных размерных и пространственных характеристик в качестве классификационных признаков, влияющих на углеводородоотдачу. Предлагаемая микроструктурная классификация коллекторов основана на модельном представлении порового пространства в виде сеточной системы с основным элементом строения канал-пора.

На основании большого объема исследований особенностей строения емкостного пространства пород (в зависимости от преобладания пор или каналов и соотношения их размеров) выделены четыре микроструктурных класса коллекторов с различным типом порового пространства: каналный, порово-каналный, канално-поровый и порово-контактный. В названии типов, по принятой в литологии идентификации, последнее слово является определяющим, в данном случае оно обозначает преобладающие микроструктурные элементы поры или каналы, например, канално-поровый означает количественное преобладание пор.

В основе предложенной классификации, представленной в табл. 2, лежат важнейшие микроструктурные параметры строения емкостной системы коллектора: размерный параметр $p_{нк}$ – отношение среднего диаметра пор к среднему диаметру поровых каналов и $\beta_{кч}$ – координационное число капиллярной системы (пространственный параметр). Эти критерии достаточны для сравнительного анализа подобия и строения емкостной системы и, следовательно, для оценки относительной величины остаточного нефтегазонасыщения.

Выделенные в классификации типы характеризуются следующими особенностями.

Канальный тип – емкостное пространство представляет собой систему протяженных пересекающихся капилляров. Поры встречаются в качестве единичных включений и не оказывают влияния на процессы фильтрации. Каналы могут иметь слабовыраженное четочное строение, то есть относительно регулярное переменное сечение, включая протяженные сужения или расширения. Длина каналов связана с координационным числом, имеется тенденция увеличения протяженности отдельных каналов между узлами пересечения с уменьшением координационного числа.

Таблица 2

Микроструктурная классификация коллекторов (В.А. Кузьмин, Н.А. Скибицкая, ИПНГ РАН)

Микро структурный класс коллектора	Тип порового пространства	Характеристика	Координацион- ное число $\beta_{кч}$	Отношение среднего диаметра пор к среднему диаметру каналов, $r_{пк} = d_p/d_k$	Коэффициент структурно- защемленной газонасыщенности (нефтенасыщенности) $K_{з.о.}(K_{но}),\%$
1	Канальный тип	Существенно преобладают каналы, а поры отсутствуют, либо присутствуют как единичные включения	> 10	1–10	5–15
2	Порово- канальный	Преобладают протяженные каналы, а количество пор меньше чем каналов	3–10	10–20	15–30
3	Канально- поровый	Преобладают поры, а соединяющие их каналы по длине соизмеримы с размерами этих пор	2–3	> 20	> 30
4	Порово- контактный	Существенно преобладают поры, контактирующие друг с другом; каналы, соединяющие поры, отсутствуют	–	–	30–60

В карбонатных породах образование канального типа емкостного пространства может формироваться в пороодообразующей карбонатно-органической матрице за счет процессов микритизации и деструкции первичных пороодообразующих форм. При этом на заключительном этапе процесса преобразования органической составляющей в кероген в объеме первичных карбонатно-органических морфоструктур, инициирующего, в свою очередь, процессы микритизации и деструкции последних, кероген выходит или в рассеянном виде в образовавшееся межзерновое поровое пространство между микритовыми частицами, или в виде концентрированных скоплений, включающих в себя микритовые продукты деструкции.

В процессе последовательного преобразования микрообъемов керогена до асфальтенов, смол, масел субкапиллярные емкостные объемы, ранее заполненные керогеном, преобразуются в протяженные, но еще низкопроницаемые каналы, заполненные пока еще малообразованной высоковязкой нефтью.

В песчаниках и алевролитах канальный тип может образоваться за счет конформных преобразований контактирующих между собой зерен. Чем больше в породах мера конформности (отношение длины конформных контактов к неконформным), тем более выраженным канальным будет в них тип емкостных объемов, а количество каналов – намного превышать количество пор.

В качестве примера на рис. 8 приведены катодоллюминесцентные изображения строения емкостной системы преимущественно канального типа в образце крупно-среднезернистого гравелитистого глинистого песчаника.

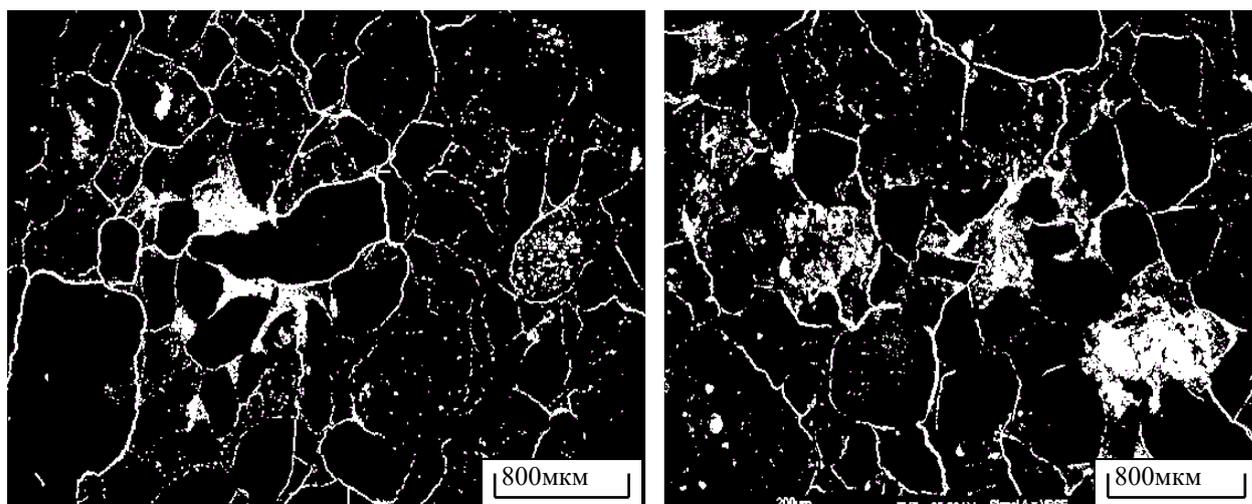


Рис. 8. Песчаник крупно-среднезернистый гравелитистый глинистый, Восточно-Бирюзакская площадь, скважина 1В-Б, интервал 2690–2980 м, К₁ (канальный тип)

Порово-канальный тип – наиболее распространенный тип в карбонатных коллекторах. Пустотное пространство представляет собой поры-емкости, соединенные более узкими протяженными каналами. В породах с таким типом пустотного пространства интенсивность катагенетических преобразований выше, чем в канальном. Все больше возрастает роль катагенетических процессов перекристаллизации в формировании в микритизированной карбонатной матрице все более крупных кристаллов и все более крупных пор (за счет слияния микритовых частиц в процессе их очищения от керогена и тяжелых битумоидов в результате последовательного преобразования компонентов незрелой высоковязкой битуминозной нефти в жидкие углеводороды нефтяного ряда).

В карбонатных породах порово-канальный тип коллектора формируется в процессе катагенетических преобразований, за счет слияния измененных коротких, малосвязанных межзерновых и межкристаллических капилляров в более протяженные, связанные и большего диаметра каналы. Некрупные капиллярного размера микропоры распределены в карбонатной матрице относительно равномерно, а более крупные поры распределены на микроуровне неравномерно в виде отдельных очагов. Пористость и проницаемость таких коллекторов выше по сравнению с коллекторами канального типа емкостного пространства, так как вновь образованные каналы при слиянии микропор уменьшают извилистость и увеличиваются в диаметре. Отличие этого типа коллектора от пород с канальным типом порового пространства заключается в большей неоднородности, так как более интенсивное развитие пористых очагов приводит к увеличению количества поровых узлов и к уменьшению длины отдельных каналов (рис. 9, 10).

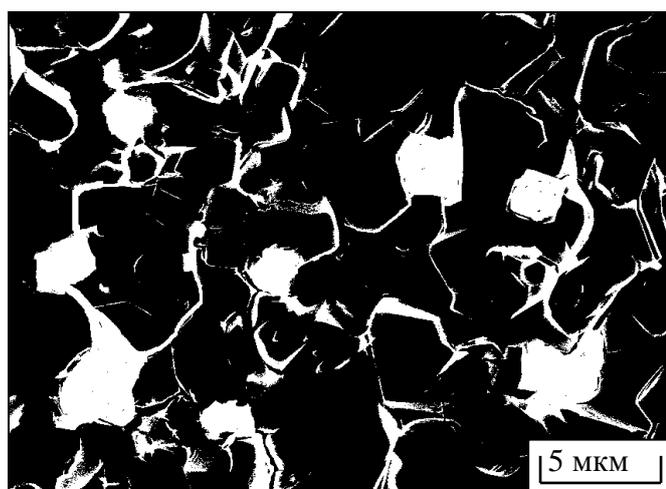


Рис. 9. Известняк микро-тонкозернистый доломитизированный с органическим детритом, Оренбургский НГКМ, скв. 9-Р, глубина отбора 1950,68–1953,32 м, P₁ ar (порово-канальный тип)

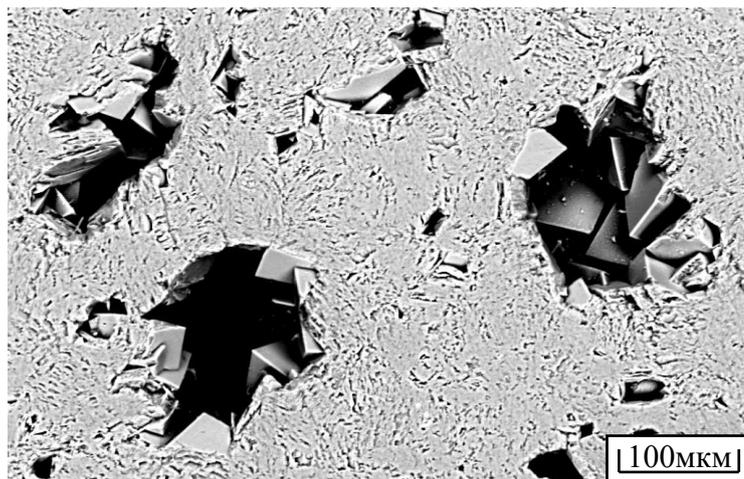


Рис. 10. Вторично-электронное изображение в РЭМ пришлифованного образца (известняк), Восточно-Бирюзакская площадь, Калмыкия, скв. №1, глубина отбора 2962,57–2962,75 м, J_{2a-b} (порово-канальный тип)

Канально-поровый тип – формируется при большей (по сравнению с порово-канальным типом) глубине катагенетических процессов перекристаллизации в объеме микритизированной карбонатной матрицы и развития в ней очаговой пористости в результате последовательного преобразования компонентов незрелой высоковязкой битуминозной нефти в жидкие углеводороды нефтяного ряда. Карбонатные породы с канально-поровым типом строения пустотного пространства являются более однородными по степени заполнения объема породы порами и каналами. Количество пор преобладает, а их диаметры значительно превышают диаметры соединяющих каналов. Это связано с формированием большего количества вторичных пор, увеличивающих емкость породы. В породах этого типа, как правило, более высокая, чем в канальном и порово-канальном типе, открытая пористость. В то же время увеличение размеров пор в емкостном пространстве пород, приводящее к увеличению отношения среднего диаметра пор к среднему диаметру каналов, увеличивает объем структурно-зашемленных углеводородов, не участвующих в фильтрации при разработке месторождений. То есть в коллекторах с таким типом емкостного пространства нефтегазоотдача снижается. В песчаниках и алевролитах канально-поровый тип коллектора также распространен. При этом каналы имеют более выраженный щелевидный тип строения (рис. 11).

Порово-контактный тип представляет собой емкостное пространство, состоящее в основном из пор, контактирующих между собой (рис.12). Поры переходят друг в друга, создавая сложные морфологические формы. При этом фильтрующие сечения имеют четочное строение. Этот тип характерен для гранулярных, терригенных коллекторов,

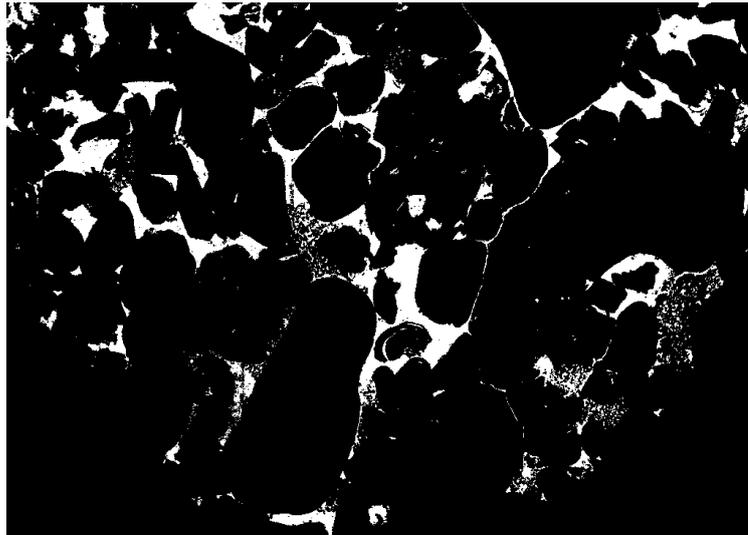


Рис. 11. Канально-поровый тип коллектора, песчаник разнозернистый гравелитовый с карбонатным цементом пористый, Восточно-Бирюзакская площадь, Калмыкия, скв. № 1, глубина отбора 2962,57–2962,75 м, J2a-b (канально-поровый тип)

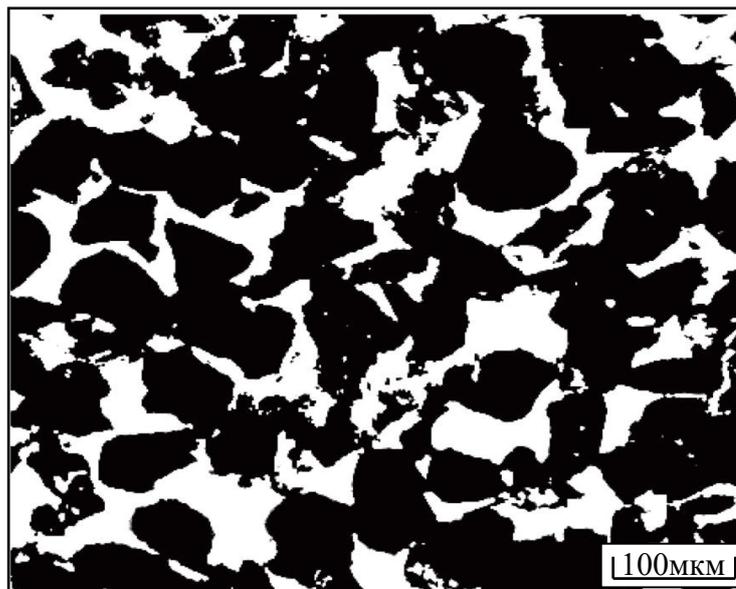


Рис. 12. Песчаник высокопористый, кварц-полевошпатовый, Самотлор, скв. 16477, глубина отбора 1699,6–1704,5 м, С₁ (порово - контактный тип)

песчаников и алевролитов с небольшим содержанием глинистого цемента. В карбонатных коллекторах может встречаться в очень пористых разностях биогенного генезиса (рис. 13).

Микротрещиноватый тип порового пространства. В плотных породах, не являющихся коллекторами, часто встречается микротрещиноватость. Такие породы имеют плотную практически непроницаемую матрицу, в которой имеется система микротрещин

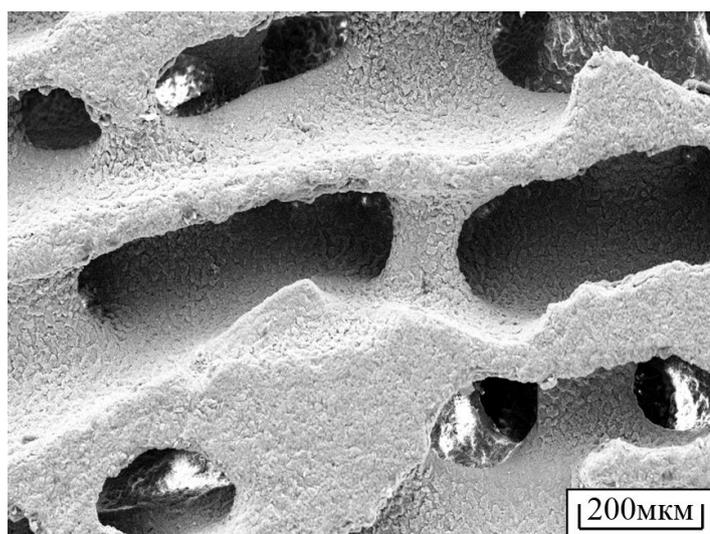


Рис. 13. Органогенный известняк (коралл), порово-контактный тип – вторично-электронное изображение в РЭМ

протяженностью в пределах одного или нескольких миллиметров (рис. 14). Гидродинамическая связанность микротрещин практически отсутствует. Обычно микротрещины ориентированы вдоль напластования, но встречаются и ветвящиеся. Такое поровое пространство характерно для плотных низкопористых аргиллитов, известняков и доломитов – кремнистых с проницаемостью в десятые и сотые доли миллидарси.

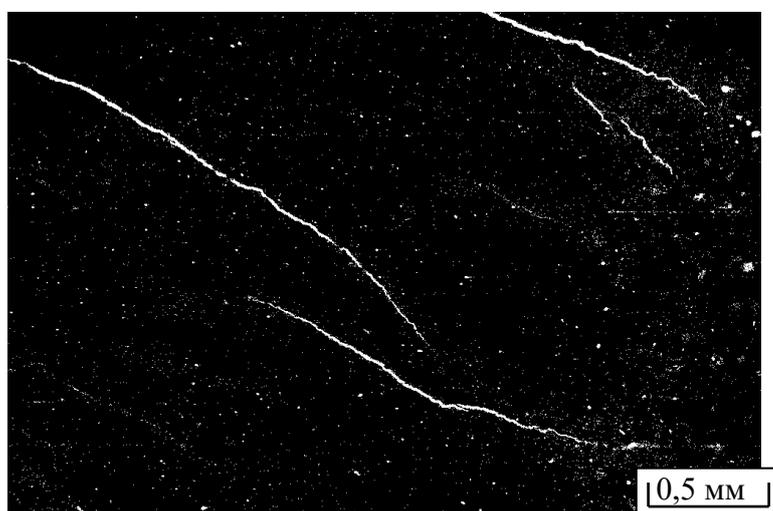


Рис. 14. Микротрещиноватый тип порового пространства (неколлектор)

Заключение

В породах-коллекторах существует большое многообразие в микроструктурном строении поровой системы, которое влияет на нефтегазоотдачу. Это обосновывает необходимость учета микроструктурных характеристик при классификации коллекторов.

Исследованиями было установлено, что в породах-коллекторах емкостное пространство изменяется не только по размерной величине пустот (по закону распределения по размерам), но и по системе связи пор-емкостей и каналов (капилляров). Количественное соотношение средних диаметров каналов и пор $d_{нк} = d_{пор} / d_{кан}$, а также протяженность каналов может различаться, что определяет микроструктурный тип коллектора.

Предложенная классификация коллекторов выделяет каналный, порово-каналый, канално-поровый и порово-контактный микроструктурные типы породы-коллектора. Это позволяет на основе сравнительной оценки более детально прогнозировать эффективность методов разработки углеводородных месторождений.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Системный подход к совершенствованию теории и практики нефтегазгеологического районирования, прогнозирования нефтегазоносности и формирования ресурсной базы нефтегазового комплекса России», № АААА-А17-117082360031-8).

ЛИТЕРАТУРА

1. Авдусин П.П., Цветкова М.А. О классификации коллекторов нефти. Докл. АН СССР. Новая серия. 1943. Т. XVI, № 2, С. 79–81.
2. Теодорович Г.И. Карбонатные фации нижней перми-верхнего карбона Урало-Волжской области. Материалы к познанию геологического строения СССР. МОИП. Новая серия. 1949. Вып. 13(17). 304 с.
3. Требин Ф.А. Нефтепроницаемость песчаных коллекторов. М.-Л.: Гостоптехиздат, 1945. 139 с.
4. Багринцева К.И. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа. М.: Недра, 1977. 257 с.
5. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. М.: Недра, 1969. 356 с.
6. Казанский Ю.П., Белоусов А.Ф., Петров В.Г. и др. Осадочные породы: Классификация, характеристика, генезис. Новосибирск: Наука: Сиб. отделение, 1987. 211 с.
7. Петтиджон Ф.Дж. Осадочные породы. М.: Недра, 1981. 751 с.
8. Прошляков Б.К., Кузнецов В.Г. Литология: Учебник для вузов. М.: Недра, 1991. 444 с.

9. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа нефтегазоносных провинций СССР. М.: Недра, 1973. 304 с.
10. Котяхов Ф.И. Оценка емкости трещинных коллекторов по данным гидродинамических исследований скважин, фотокаротажа и анализа керна // Разведочная геофизика. 1969. Вып. 34. С. 107–110.
11. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. М.: Недра, 1977. 287 с.
12. Kuz'min V.A. Cathodoluminescence technique for studying the pore space of rocks using scanning electron microscopy // Journal of Surface Investigation. X-ray, Synchrotron and Neutron Techniques. 2007. Vol. 1, No. 6. P. 687–690.
13. 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.
14. Соколов В.Н., Кузьмин В.А. Применение компьютерного анализа РЭМ-изображений для оценки емкостных и фильтрационных свойств пород-коллекторов нефти и газа // Изв. РАН. Сер. Физическая. 1993. Т. 57, № 8. С. 94–98.
15. Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А., Большаков М.Н. и др. Влияние микроструктурных параметров карбонатных пород продуктивных отложений на остаточную нефтегазонасыщенность месторождений углеводородов. // Нефтяное хозяйство. 2010. № 12. С. 98–101.
16. Kuz'min V.A., Mikhailov N.N., Skibitskaya N.A. SEM study of the influence of microstructure wettability on the character of the oil saturation of the porous space of rocks // Journal of Surface Investigation. X-ray, Synchrotron and Neutron Techniques, 2013. Vol. 7, No. 5. P. 907–912.
17. Кузьмин В.А., Михайлов Н.Н., Скибицкая Н.А. и др. Результаты электронно-микроскопических исследований влияния микроструктурных факторов порового пространства коллектора на характер насыщения нефтью // Геология нефти и газа. 2015. № 3. С. 35–45.
18. Fatt I. Pore structure in sandstones by compressible sphere-pack models // American Association of Petroleum Geologists (AAPG). 1958. Vol. 42, No. 8. P. 1914–1957.
19. Kuz'min V.A., Skibitskaya N.A. Use of scanning electron microscopy for the classification of rocks of oil and gas reservoirs // Journal of Surface Investigation. X-ray,

Synchrotron Neutron Techniques. 2017. Vol. 11, No. 1. P. 160–168.

20. *Скибицкая Н.А., Яковлева О.П., Соколов В.Н. и др.* Эволюционные процессы самоорганизации и фазовых преобразований породобразующего минерально-органического вещества залежей углеводородов // Газовая промышленность. 1997. № 7, С. 24–29.

21. *Скибицкая Н.А., Яковлева О.П., Кузьмин В.А. и др.* Фазовые преобразования породобразующего вещества месторождений углеводородов и их связь с процессами нефтегазогенерации // Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности: Сб. статей. М.: ГЕОС, 2002. Вып. 2. С. 143–151.

22. *Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А., Яковлева О.П. и др.* Увеличение ресурсного потенциала газоконденсатных месторождений за счет высокомолекулярного сырья («матричной нефти») // Фундаментальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа и развития нефтегазового комплекса России: Сб. статей. М.: ГЕОС, 2007. С. 360–377.