

УДК 537.533.35:621.382

ОЦЕНКА МИКРОСТРУКТУРНОЙ СМАЧИВАЕМОСТИ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ПОРОД В РЭМ

© 2021 г. В. А. Кузьмин*

Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, Москва, 119333 Россия

**e-mail: kuzminva@mail.ru*

Поступила в редакцию 14.12.2020 г.

После доработки 25.01.2021 г.

Принята к публикации 30.01.2021 г.

Описана методика и приведены результаты экспериментов по определению микроструктурной смачиваемости карбонатной породы в растровом электронном микроскопе (РЭМ) в низковакуумном режиме с использованием специальной камеры. Для этого реализован принцип самопроизвольного формирования микроскопических капель воды на поверхности образца в результате конденсации паров и измерения краевого угла смачивания на РЭМ-изображениях. Показана возможность определения поверхностных свойств дисперсных частиц с различным минеральным составом. Анализ поверхностных свойств порового пространства в РЭМ на нефтенасыщенных породах позволяет детализировать смачиваемые свойства в поровом пространстве на микромасштабном уровне. Такие исследования имеют практическое значение в нефтяной геологии. Детальные определения смачиваемости позволяют прогнозировать обводненность добываемой продукции, а также предоставляют дополнительные возможности для принятия специальных методов для снижения значения остаточной нефти в пласте, а также повышения выработки углеводородов.

Ключевые слова: растровый электронный микроскоп, поровое пространство, смачиваемость, карбонатная порода, краевой угол смачиваемости, нефть, гидрофобность.

DOI: 10.31857/S1028096021080069

ВВЕДЕНИЕ

Для нефтегазопромысловая геологии большой интерес представляет состояние пласта с точки зрения его взаимодействия с насыщающими флюидами, то есть смачиваемостью, которая обуславливает распределение гидрофильных и гидрофобных зон в объеме пласта. Их число и чередование зависят от природы породообразующих минералов, их адсорбционной способности и физико-химических свойств флюида, а также условий фильтрации. При формировании месторождения и воздействии углеводородных компонентов поверхность пор гидрофобизуется, изменяя смачиваемость породы. Известно, что поверхностные свойства порового пространства породы существенно влияют на относительную фазовую проницаемость и капиллярное давление, а также на значение углеводородсодержания пластов. Неоднородность гидрофобизации пласта снижает эффективность процессов вытеснения и увеличивает остаточное нефтенасыщение. Учет поверхностных свойств пород-коллекторов необходим для прогнозирования обводненности добываемой продукции и принятия специальных методов для снижения значения остаточной неф-

ти в пласте, а также повышения выработки углеводородов. При оценке запасов гидрофобные свойства пластов учитываются как фактор для их перевода в разряд трудноизвлекаемых, требующих при разработке соответствующих методов воздействия для повышения нефтеотдачи.

Таким образом, характеристика смачиваемости является необходимым критерием оценки коллектора [1], поэтому при разработке углеводородных месторождений необходимо ее учитывать.

Важной задачей моделирования фильтрационных процессов, на основе “цифрового зерна” [2] является микромасштабная детализация поверхностных свойств коллекторов нефти и газа, в частности, их однородности в пределах порового канала и одного минерального породообразующего зерна. Для более детальной характеристики этого свойства введено понятие микроструктурной смачиваемости пород [3] и предложены методы ее оценки непосредственно в растровом электронном микроскопе (РЭМ).

В настоящей работе проводилась отработка методики определения смачиваемости в РЭМ и решалась задача изучения однородности гидрофобизации внутриводной поверхности в карбо-

натных породах из нефтяных месторождений. Была проведена сравнительная оценка поверхностных свойств первичного породообразующего кальцита и вторичного доломита. Эта задача имеет практическое значение, так как позволяет прогнозировать изменение смачиваемости в процессе фазовых преобразований в карбонатных породах.

В качестве объекта изучения особенностей смачиваемости внутрипорового пространства была изучена карбонатная порода непосредственно из нефтяного месторождения.

Явление смачиваемости достаточно хорошо изучено и описано в литературе, в которой это свойство определяется как тенденция жидкостей самопроизвольно покрывать поверхность твердого тела [4]. Это явление возникает на границе раздела фаз твердого и жидкого тела. Т. Юнге описывал характер смачивания поверхности с помощью (так называемого) краевого угла смачивания. Возникающие при этом силы межфазного и поверхностного натяжения в точке контакта трех фаз описываются уравнением Юнга (рис. 1) [5].

Из условия равновесия следует, что $\sigma_{\tau-\Gamma} = \sigma_{\tau-ж} + \sigma_{ж-\Gamma} \cos\theta$. Где $\sigma_{\tau-\Gamma}$ – поверхностное натяжение на границе твердое тело–газ, $\sigma_{\tau-ж}$ – поверхностное натяжение на границе твердое тело–жидкость, $\sigma_{ж-\Gamma}$ – поверхностное натяжение на границе жидкость–газ, θ – краевой угол смачивания. Отсюда следует уравнение Юнга: $\cos\theta = (\sigma_{\tau-\Gamma} - \sigma_{\tau-ж})/\sigma_{ж-\Gamma}$.

Степень смачивания оценивалась по краевому углу смачивания, который образуется касательными плоскостями к межфазным поверхностям, ограничивающим смачивающую жидкость, а вершина угла лежит на линии раздела трех фаз. Угол всегда отсчитывают от касательной в сторону жидкости (рис. 1). Для жидкости, смачивающей поверхность твердого тела, краевой угол θ острый ($\theta < \pi/2$), при этом чем лучше смачивание, тем меньше θ . Для полного смачивания $\theta = 0$. Для несмачивающих жидкостей краевой угол изменяется в пределах $\pi/2 < \theta < \pi$, при полном несмачивании $\theta = \pi$.

Оценка смачиваемости породы в пластовых условиях методами геофизических исследова-

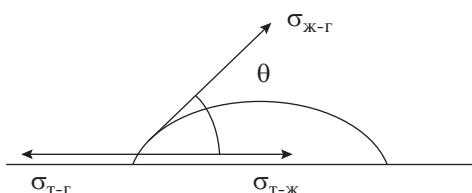


Рис. 1. Векторы действия сил поверхностного натяжения по Юнге.

ний скважин (ГИС) является сложной задачей, так как в настоящее время нет единого мнения о влиянии смачиваемости пород на их электрические свойства. Что касается лабораторных определений, то они также подвергаются критике, в основном из-за отсутствия стандартизации пробоподготовки. В связи с этим в настоящее время в петрофизических исследованиях используются различные способы определения смачиваемости пород. В литературе имеются достаточно подробные обзоры по этой теме [6], поэтому нет необходимости в их обсуждении. Наиболее детально методы описаны в работе [7]. Из наиболее распространенных приведены: метод Тульбовича [8], Амотга–Харви [9], стандартизированный метод горного бюро США (USBM) [10], измерение равновесного контактного угла [11], измерение гистерезиса на кривых относительной проницаемости [12] и метод по ОСТ 39-180-85 с использованием центрифугирования, отражающий интегральную характеристику смачиваемости поверхности пород [13].

Градиация смачиваемости пород осуществляется посредством разделения их на гидрофильные и гидрофобные в зависимости от величины межфазных сил, которые определяются многочисленными факторами: природой породообразующих минералов, физико-химическими свойствами насыщающих жидкостей и др. В гидрофильных породах контакт воды с внутрипоровыми поверхностями характеризуется превышением молекулярных сил взаимодействия между ними по сравнению с силами взаимодействия между нефтью и поверхностью порового пространства. Считается, что в таких породах нефть будет стремиться занять крупные поры, центральную часть пор и каналов, а вода будет заполнять мелкие поры и контактировать с поверхностью. В случае гидрофобной породы вода будет занимать центральную часть пор и каналов, а нефть заполнять мелкие поры и контактировать с поверхностью. В последние годы проведенные в этом направлении эксперименты, в частности, с образцами, насыщенными высоковязкой нефтью, показали, что эти представления могут нарушаться. Например, в образцах Усинского месторождения нефти в карбонатных породах нефть частично насыщает более мелкие поры [14]. Это существенно меняет представления о методах повышения эффективности разработки таких пород.

МЕТОДИКА

Из литературы следует, что вопрос изучения смачиваемых свойств сложной поверхности порового пространства нефтенасыщенных пород в настоящее время остается актуальным. Поэтому основной целью работы явилась отработка методики определения смачиваемости с помощью

РЭМ. Использовался растровый электронный микроскоп Supra 50 VP LEO с системой микроанализа INCA Energy + Oxford, который также применялся для анализа микроструктуры. Ускоряющее напряжение прибора изменяется в пределах 0.1–30 кВ, макс. увеличение составляет $\times 600\,000$, разрешение < 1 нм, разрешение EDX детектора 129 эВ на MnK_{α} -линии, скорость счета до 100 000 имп./с. Производитель LEO Carl Zeiss SMT Ltd – Германия.

Электронно-зондовый локальный микроанализ применялся для определения химического состава и идентификации минералов. Относительная чувствительность метода (наименьшее количество вещества, которое можно обнаружить) составляет 0.1–0.001% в зависимости от определяемого элемента и условий анализа. Точность (воспроизводимость) метода равняется 1–2%.

Для определения макромасштабной смачиваемости, т.е. смачиваемости поверхности отдельных порообразующих зерен и минералов, был применен метод формирования капель за счет конденсации влаги, который описан в [15]. Суть метода заключается в самопроизвольном формировании микроскопических капель на поверхности образца, находящегося в парах жидкости и охлажденного ниже температуры точки росы. Оценка смачиваемости внутриводной поверхности осуществлялась по контактными углам на РЭМ-изображениях капель. Просмотр образцов осуществлялся в режиме естественной среды “Environmental SEM” (ESEM) при низком вакууме порядка (8 Торр азота), что, как показали эксперименты, не обеспечивает стабильного режима формирования капель. Это проявлялось в постоянном изменении размера капель, их уменьшения во время наблюдения, что, по-видимому, было связано с повышением температуры капель за счет воздействия электронным пучком (протекания тока через капли). Нами были апробированы различные способы стабилизации размеров капель: понижение температуры образца и снижение тока электронного зонда. Также применялось однократное сканирование для формирования изображения. В результате экспериментов, учитывая наш опыт и других авторов, проводивших работы в этой области [16–20], для стабильного формирования каплей была применена специальная закрытая камера для образца с небольшим отверстием для просмотра [21]. В камере создавалась влажная среда с более высоким значением давления паров воды, чем в колонне микроскопа в режиме ESEM. Схематично камера показана на рис. 2.

Камера представляет собой емкость диаметром 30 мм и высотой 20 мм, в которую помещают образец. В камере, помимо образца, имеется влажный пористый материал (фильтровальная

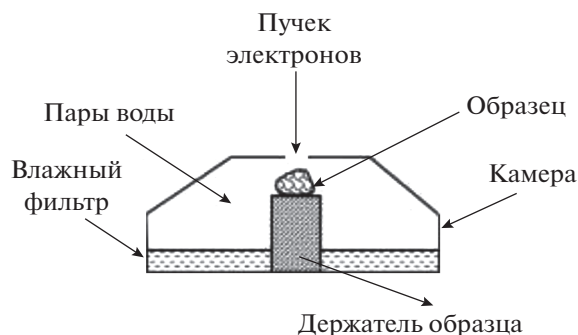


Рис. 2. Камера для просмотра влажных объектов в РЭМ в режиме ESEM.

бумага) для создания водяного пара. Над образцом в камере имеется отверстие для наблюдения в РЭМ. При исследовании камера полностью помещается в РЭМ, и наблюдение производится через отверстие диаметром 200–350 мкм в тонкой крышке толщиной 0.1 мм. За счет испарения влаги из фильтра образец через металлический держатель охлаждается. При этом микроскопические капли самопроизвольно формируются за счет конденсации паров на поверхности минеральных зерен и кристаллов. Пары воды выходят из камеры в колонну РЭМ непосредственно над зоной просмотра образца через отверстие, что позволяет сохранять парциальное давление водяного пара на приемлемом уровне (при 7°C оно равно 1 кПа или 7.5 Торр) и стабилизировать капли в этой зоне. Сформированные таким образом капли имеют очень маленький размер, что позволяет использовать их для определения микроструктурной смачиваемости. Недостатком камеры является ограниченный обзор образца.

Предложенный способ позволяет определять в микроскопе смачиваемость отдельных минеральных зерен, так как капли имеют необходимый размер. При оценке интегральной смачиваемости рассчитывают среднее значение замеренных углов на разных каплях. Определение контактного угла осуществлялось с помощью геометрических расчетов на основе замеров высоты и диаметра контактной окружности, также применяли программный метод, используя изображения капель. Для этого выбирались капли с удобным для измерения ракурсом. Краевой угол определялся как угол между касательной, проведенной к капле в точке соприкосновения трех фаз (рис. 3).

Оценка смачиваемости проводилась по классификации К.И. Багринцевой (табл. 1) с учетом гетерогенности смачиваемости порового пространства пород.

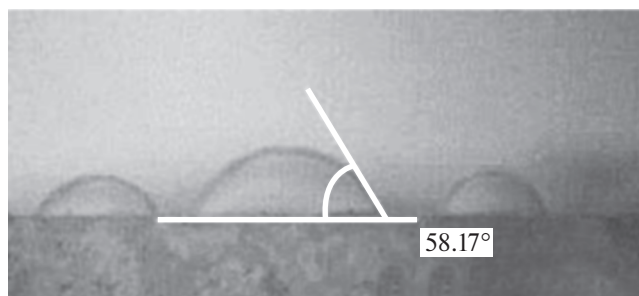


Рис. 3. Измерение краевого угла θ с помощью компьютерной программы.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Помимо решения задачи отработки самой методики РЭМ-исследования микромасштабной (микроструктурной) смачиваемости, было проведено исследование смачиваемости кальцита и аутигенного доломита в поровом пространстве карбонатной породы. Для этого был изучен известняк из нефтяного пласта.

Известно, что поровая поверхность в таких пластах гидрофобизована за счет адсорбции органических компонентов нефти. Гидрофобные свойства изначально гидрофильного кальцита объясняются образованием на поверхности минерала гидрофобной пленки за счет сорбции полярных молекул поверхностно-активных углеводородов – нафтеновых кислот, асфальтенов и т.д., которые в пределах отдельных участков поверхности прорывают пленку воды и занимают активные центры поверхности. При этом интенсивность гидрофобизации зависит от размера пор, так как фильтрация углеводородов протекает в них по-разному [23].

Для исследования поверхностных свойств породообразующих минералов образец карбонатной породы был исследован в электронном микроскопе. Микрозондовый энергодисперсионный анализ показал, что анализируемая порода является известняком и имеет преимущественно кальцитовый состав (CaCO_3), в которой присутствует доломит $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$. Морфологически доломит вторичный. На рис. 4а показаны области, в которых проводили в энергодисперсионный анализ, а на рис. 4б, в приведены полученные спектры кальцита и доломита. Процентное содержание элементов в образце (в атомных %) представлено в табл. 2. Некоторое несоответствие

стехиометрическому соотношению углерода косвенно подтверждает наличие углеводородного слоя на поверхности минеральных зерен.

Анализ микроструктуры скола образца породы во вторичных электронах (стандартный режим) показал, что порода является известняком мелкозернистым, доломитизированным и представляет собой кристаллическую карбонатную матрицу, состоящую преимущественно из зерен и кристаллов кальцита размером 30–110 мкм, в котором имеются зоны образования вторичного аутигенного доломита в виде кристаллов ромбоэдрической формы размером 100–115 мкм (рис. 5).

Поровое пространство породы было изучено в РЭМ на сколах и на шлифованной поверхности. Анализ порового пространства показал, что в породе имеется развитая система вторичных пор и каналов со сложной конфигурацией, образованных в процессе диагенетической перекристаллизации карбонатной матрицы. Поры (межзерновые и межкристаллические, иногда сводовые) инкрустированы идиоморфными ромбоэдрическими кристаллами доломита. Седиментационные поры изометрической формы имеют размер менее 10 мкм. Морфологически поры имеют сложную конфигурацию и (в основном) представляют собой промежутки между прямыми гранями зерен кальцита и вторичного доломита. Фильтрующие поры имеют форму в виде ломаного периметра с положительной и отрицательной угловой конфигурацией (рис. 6).

Наличие в поровом пространстве большого количества острых углов способствует удержанию так называемой воды углов пор, энергетически более прочно связанной по сравнению с плоской поверхностью.

Распределение пор по размерам (катодолюминесцентный анализ) имеет слабовыраженный бимодальный вид с основным максимумом в области 200 мкм (рис. 7).

Используя методику самопроизвольной конденсации паров воды на образец и камеру с влажной средой в сочетании с режимом ESEM, были изучены поверхностные свойства кристаллов кальцита. Для этого по каплям были определены углы смачивания на их поверхности. На рис. 8 показано РЭМ-изображение поверхности скола образца при большом увеличении, на котором можно наблюдать капли воды, сконденсированные на кристаллах скаленоэдрического кальцита. Пока-

Таблица 1. Градация пород по смачиваемости по К.И. Багринцевой [22]

| Водосмачивающая зона | Промежуточная область | Нефтесмачивающая зона |
|--|--|---|
| Фильные породы Краевой угол θ : 0° – 75° | Породы с промежуточными свойствами Краевой угол θ : 75° – 105° | Фобные породы Краевой угол: $\theta > 105^\circ$ |

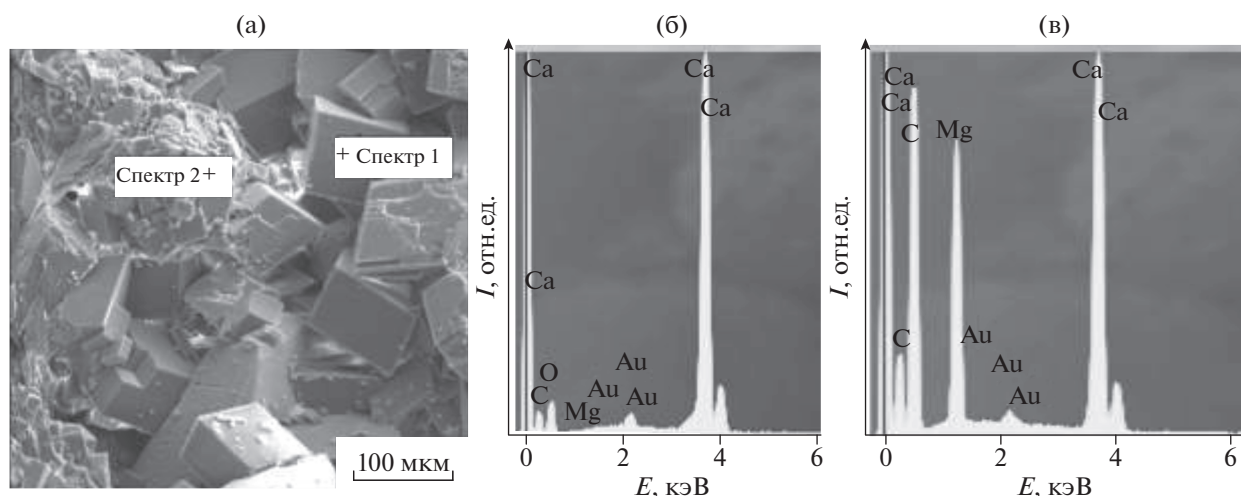


Рис. 4. Результаты исследования рентгеновским микроанализом минерального состава доломитизированного участка: а – области, в которых определяли элементный состав, б – рентгеновский энергетический спектр *I* – кальцит, в – рентгеновский энергетический спектр 2 – доломит.

зана детализация участков с каплями при большем увеличении. Цифрами отмечены выделенные участки с большим увеличением для детализации капель. Размер капель составил преимущественно 2–8 мкм. Точное измерение угла смачивания для капель, расположенных на поверхности под различными углами, представляет собой определенную проблему, которая решается математически и в настоящей работе не обсуждается. Формулы для расчета контактного угла по замерам размерных параметров капель даны в работе [17].

По изображениям были проведены измерения размеров капель, а также левых и правых радиусов, ввиду того, что имелись различия до 3° на кальците и до 5° на доломите. По этим размерам вычислялся контактный радиус и определялся контактный угол. Для некоторых капель, имеющих практически перпендикулярный ракурс, контактный угол определялся программным методом по касательным.

Замеры углов смачивания на кристаллах кальцита показали наличие значительного разброса

Таблица 2. Результаты рентгеноспектрального микроанализа минеральных зерен известняка для определения смачиваемости в РЭМ

| Известняк | Атомные % | | | |
|-----------|-----------|------|-------|-------|
| | Ca | Mg | C | O |
| Спектр 1 | 11.31 | | 30.52 | 58.17 |
| Спектр 2 | 4.80 | 5.68 | 30.35 | 59.16 |

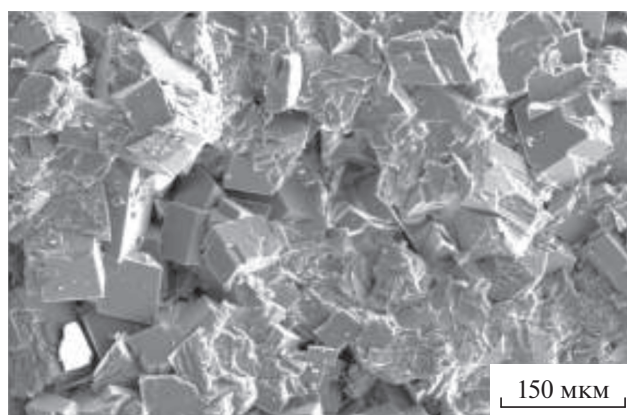


Рис. 5. РЭМ-изображение микроструктуры породы известняка.

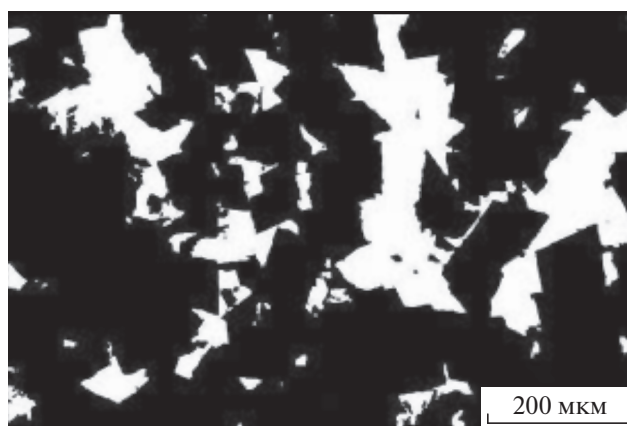


Рис. 6. Морфологические особенности порового пространства известняка. Катодолуминесцентное РЭМ-изображение.

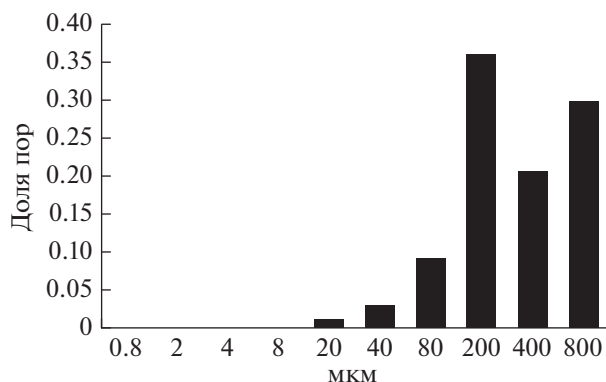


Рис. 7. Гистограмма долевого объемного распределения пор в породе известняка.

значений. Контактный угол, рассчитанный по размерам высоты и радиусов капель, составил 107° – 126° . Средний контактный угол составил $117 \pm 3^{\circ}$, т.е. согласно классификации К.И. Багринцевой, кальцит в данном образце имеет фобные свойства. Микроструктурные исследования показали некоторые особенности формирования

капель в углах пор (рис. 9), в которых капли часто формируются в виде двойников (гантелей), при этом они не сливаются.

Как уже отмечалось, важной задачей проведенных исследований было сравнение поверхностных свойств первичного кальцита и вторичного доломита, поскольку процесс образования вторичного доломита влияет на изменение поверхностных свойств пласта. Для этого были проведены определения смачиваемости по каплям на поверхности доломита (рис. 10). Средний контактный угол составил $84^{\circ} \pm 5^{\circ}$, т.е. поверхность вторичного доломита имеет промежуточные свойства по классификации К.И. Багринцевой (краевой угол смачивания находится в интервале 75° – 105°).

Результаты исследования показали, что смачиваемость первичного кальцита и вторичного доломита различна. Фобные свойства кальцита в данной породе выше. Это, вероятно, связано с различной гидрофобизацией минеральных частиц, образовавшихся в разное время после прихода нефти в пласт при формировании месторождения.

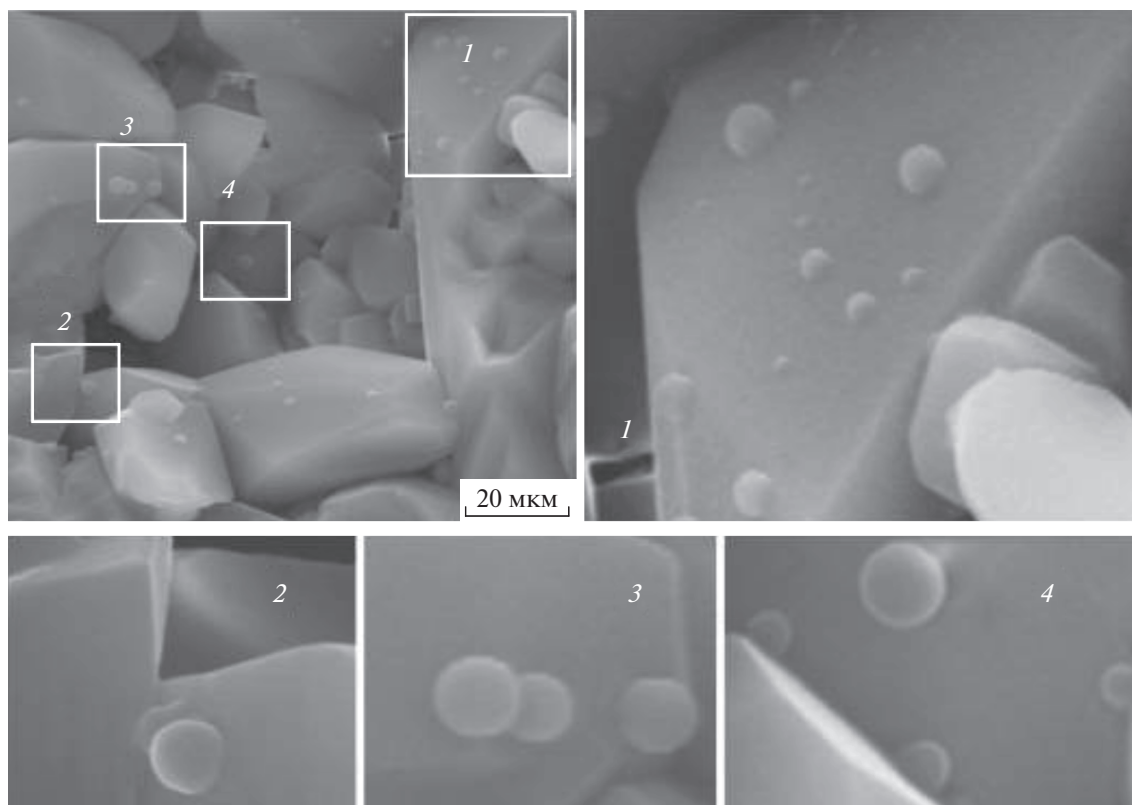


Рис. 8. Капли воды на поверхности кристаллов и их детализация. Режим ESEM. Цифрами на изображении 1–4 (слева сверху) показаны участки с каплями, полученные с большим увеличением (изображения справа и ниже).

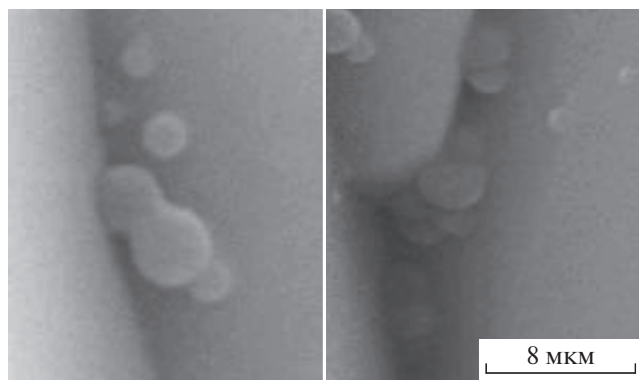


Рис. 9. Капли в углах пор. Режим ESEM.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенные исследования подтвердили возможность определения микроструктурной смачиваемости в РЭМ в поровом пространстве пород. Полученные результаты показали необходимость применения специальной камеры с индивидуальной влажной средой для образования микроскопических сконденсированных, стабильных капель на образце.

Проведенные в растровом электронном микроскопе исследования показали, что поверхностные свойства в пласте не являются однородными даже на микромасштабном уровне и связаны не только с размерными характеристиками поровых каналов, но и минеральным составом.

Было установлено, что смачиваемость первичного кальцита и вторичного доломита, находящегося в поровом канале, различна, причем фобные свойства кальцита в данной породе выше. Однако, полученные результаты могут быть частным случаем конкретной породы, и для обобщений необходимо проводить системные исследования.

БЛАГОДАРНОСТИ

Работа выполнена в рамках государственного задания по темам “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.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Михайлов Н.Н., Моторова К.А., Сечина Л.С. // Технологии добычи и использования углеводородов. 2014. № 3(2). С. 1.
2. Степанов С.В., Патраков Д.П., Васильев В.В., Шабаров А.Б., Шаталов А.В. // Нефтяное хозяйство. 2018. № 2. С. 18
3. Михайлов Н.Н., Сечина Л.С., Моторова К.А. // Вестник ЦКР Роснедра. 2014. № 4. С. 24.

4. Волков З.В. // Физическая химия. 1939. Т. 13. Вып. 2. С. 225.
5. Сумм Б.Д., Горюнов Ю.В. Физико-химические основы смачивания и растекания. М.: Химия, 1976. 231 с.
6. Иванова А.А., Митюрев Н.А., Шилобреева С.Н., Черемисин А.Н. // Физика Земли. 2019. № 3. С. 135.
7. Михайлов Н.Н., Моторова К.А., Сечина Л.С. Смачиваемость нефтегазовых пластовых систем. Учебное пособие. М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2019. 360 с.
8. Тульбович Б.И. Коллекторские свойства и химия поверхности пород. Пермь: Изд-во Пермское книжное издательство, 1975. 194 с.
9. Ammot E. // AIME. 1959. V. 216. P. 156.
10. Donaldson E.C., Lorenz P.B., Thomas R.D. // Petrol. Eng. J. 1969. V. 1. P. 13.
11. Dettre R.H., Johnson R.E. // Advances in Chemistry. 1964. V. 43. P. 134.
12. Jones S.C., Roszelle W.O. // J. Petroleum Technology. 1978. V. 30. P. 807.
13. Тульбович Б.И. Метод определения смачиваемости угла водородсодержащих пород: ОСТ 3918085. М.: Недра, 1979. 199 с.
14. Михайлов К.А. Моторова, В.Л. Кузьмин и др. // Микроструктурная смачиваемость. Специфика проявления и влияния на фильтрационные свойства пласта. Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna Geopetrol 2012 / Prace Naukowe INiG nr 182. Instytut Naft i Gazu. Krakow, 2012. P. 629.
15. Патент № 2490614 (РФ). Способ определения дифференцированной смачиваемости минералов, входящих в состав пород-коллекторов / ИПНГ РАН. Кузьмин В.А., Михайлов Н.Н., Моторова К.А., Кузьмина И.И. // Б.И. 2013. № 23. С. 56.
16. Buckman J.O. Wettability Studies of Petroleum Reservoir Rocks. // Department of Petroleum Engineering, Heriot-Watt University, Riccarton, Edinburgh, EH14 (1914) 4AS, Scotland. https://www.researchgate.net/publication/293822945_ESEM_Application_Note_Wettability_Studies_of_Petroleum_Reservoir_Rocks
17. Ivanova A., Mitiurev N., Cheremisin A., Orekhov A., Kamyshinsky R., Vasiliev A. // Characterization of Organic Layer in Oil Carbonate Reservoir Rocks and its Effect on Microscale Wetting Properties. 2019. Scientific Reports. 2019. 9:10667. <https://doi.org/10.1038/s41598-019-47139-y>
18. Kovscek A.R., Wong H., Radke C.J. // AIChE J. 1993. № 39(6). P. 1072.
19. Mitchell A.G., Hazell L.B., Webb K.J. Wettability determination: pore surface analysis. Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, La, USA, 1990. September. P. 351.
20. Robin M., Combes R., Degreve F., Cuiec L. // SPE. 1997. № 337235. P. 251.
21. Кузьмин В.А., Бочко Р.А. // Известия АН СССР. Сер. физ. 1977. Т. 41. № 11. 1977. С. 11.
22. Багринцева К.И. // Карбонатные породы — коллекторы нефти и газа. М.: Недра, 1977. С. 220.

23. Михайлов Н.Н., Сечина Л.С. // Доклады IV Международного научного симпозиума “Теория и практика применения 150 методов увеличения нефтеотдачи пластов”. М.: ОАО “Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт”. 2013. № 2. С. 14.

Estimation of Microstructural Wettability of Oil-Saturated Rocks in SEM

V. A. Kuzmin*

Institute of Oil and Gas Problems RAS, Moscow, 119333 Russia

**e-mail: kuzminva@mail.ru*

The technique is described and the results of experiments on determining the microstructural wettability of carbonate rock in a scanning electron microscope (SEM) in a low-vacuum mode using a special camera are presented. For this, the principle of spontaneous formation of microscopic water droplets on the sample surface as a result of vapor condensation and measurement of the contact angle on SEM images is implemented. The possibility of determining the surface properties of dispersed particles with different mineral composition is shown. Analysis of the surface properties of the pore space in the SEM on oil-saturated formations makes it possible to detail the wettability properties in the pore space at the microscale level. Such studies are of practical importance in petroleum geology. Detailed definitions of wettability make it possible to predict the water cut of the produced products and the adoption of special methods to reduce the value of residual oil in the reservoir, as well as increase the production of hydrocarbons.

Keywords: scanning electron microscope, pore space, wettability, carbonate rock, contact angle, oil, hydrophobicity.