

УДК 537.533.35:621.382

ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ПОЛИМЕР-КОЛЛОИДНОГО БУРОВОГО РАСТВОРА НА ПОРОВОЕ ПРОСТРАНСТВО ПОРОД

© 2023 г. В. А. Кузьмин^а, *, Н. А. Скибицкая^а, **

^аИнститут проблем нефти и газа РАН, Москва, 119333 Россия

*e-mail: Kuzminva@mail.ru

**e-mail: skibitchka@mail.ru

Поступила в редакцию 24.05.2022 г.

После доработки 30.06.2022 г.

Принята к публикации 30.06.2022 г.

Методами электронной микроскопии изучено воздействие полимер-коллоидных буровых растворов на поровое пространство в карбонатных коллекторах нефтегазоконденсатного месторождения. Показано, что воздействие полимеров, входящих в состав буровых растворов, изменяет поверхность порового пространства пород. Это влияет на технологию разработки нефтяных месторождений и интенсификацию добычи нефти. В то же время, за счет отложений полимерных компонентов в поровом пространстве породы свойства образцов изменяются. Это необходимо учитывать при проведении петрофизических исследований на образцах, а также при геофизических исследованиях призабойной зоны методами с малым радиусом исследования. Приведены результаты морфологических исследований с помощью электронного микроскопа порового пространства пород после воздействия полимер-коллоидных буровых растворов. Изучены полимерные пленки, образованные из компонентов бурового раствора. Установлено, что после бурения горизонтальных скважин изменение смачиваемости порового пространства связано с возникновением полимерной пленки на карбонатных кристаллах. Толщина этой пленки, измеренная прямым методом, составляет в исследованных образцах 60–200 мкм. Отмечено, что именно эти изменения в дальнейшем могут приводить к ошибкам при определении петрофизических свойств.

Ключевые слова: электронная микроскопия, полимер-коллоидные буровые растворы, морфология, растровая электронная микроскопия, полимерные пленки, смачиваемость, карбонатные породы, нефтегазоконденсатные месторождения.

DOI: 10.31857/S102809602302005X, EDN: DSHKTR

ВВЕДЕНИЕ

Основными технологическими функциями буровых растворов являются промывка забоя и ствола скважин от шлама, а также охлаждение бурового инструмента. Кроме этого, буровые растворы должны выполнять специфические функции, такие как предотвращение обвалообразований, водо-, газо- нефтепроявлений и поглощений в скважинах. По ряду причин буровые растворы на глинистой основе не всегда эффективны [1]. Поэтому для сложных скважин разработаны специальные полимер-содержащие буровые растворы, в которых для снижения фильтрационной вязкости применяют реагенты-стабилизаторы, в частности, на основе акриловых полимеров и биополимеров [1, 2].

Получение гелей для буровых жидкостей основано на обработке растворов полимерных реагентов с реакционноспособными карбоксильными группами реагентами-сшивателями (кросс-аген-

тами). Наиболее доступными и дешевыми являются вязкоупругие смеси на основе полиакриламида и других водорастворимых эфиров целлюлозы с добавками солей поливалентных металлов (алюминия, железа) [3, 4].

Эффективность применения композиций на основе щелочных силикатно-полимерных гелей при выравнивании профиля приемистости нагнетательных скважин в Западной Сибири была показана исследованиями и промышленными работами [5]. В настоящее время разработаны и широко апробированы силикатно-полимерные гели, имеющие достаточно длительное время начала гелеобразования и относительно высокую прочность, чтобы выдерживать значительные градиенты давления [6, 7]. Также разработаны сухие смеси для приготовления экологически чистых буровых растворов на основе биополимеров, и являющихся технологически более удобными.

Таблица 1. Свойства бурового раствора на основе сухой смеси ПКР по данным [7]

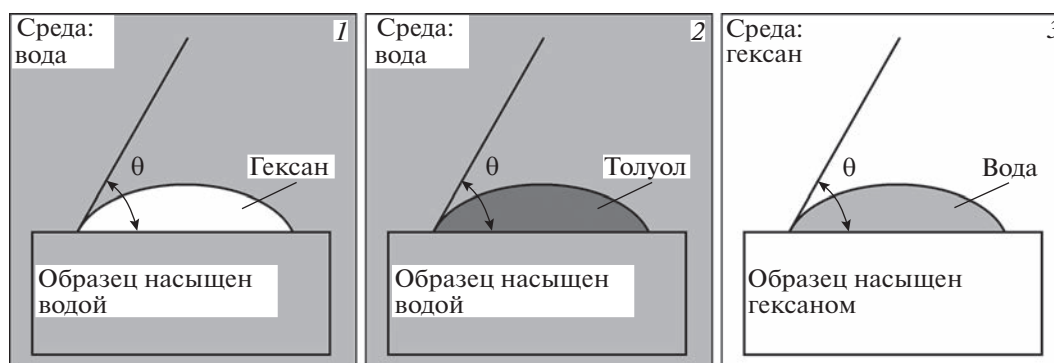
Техническая характеристика	Показатель
рН	9.3
Плотность, г/см ³	1
Пластическая вязкость, Па · с	15
Условная вязкость, с	172
Статическое напряжение сдвига, дПа	32.4/33.6
Фильтрация, см ³	4
Псевдопластичность, Па	0.37
Консистенция, ед.	2.6

При бурении на площадях Оренбургского газоконденсатного месторождения (ОНГКМ) в поисково-разведочных и добывающих горизонтальных скважинах в качестве буферных жидкостей применяют специальные полимер-коллоидные буровые растворы (ПКБР) на основе сухих смесей биополимера марки К. К. “Робус” (ТУ 9172-003-35944370-01). Более чем трехлетний опыт применения ПКБР на ОНГКМ и других месторождениях Российской Федерации позволяют констатировать: ПКБР эффективны для вскрытия продуктивных отложений и использования для капитального и профилактического ремонта скважин [7]. ПКБР позволяет многократно снизить затраты при приготовлении буровых растворов, снизить нагрузки на снабженческие службы нефтяных и газовых компаний, уменьшить транспортные расходы и т.д. Биополимер изготавливают из сырья естественного происхождения, который не оказывает токсического действия на организм людей. Следует отметить также, что использование таких смесей для приготовления буровых растворов позволяет получить более высокие дебиты отдачи пластов. Технические характеристики ПКБР, разработанного на основе био-

полимера марки К. К. “Робус” применяемого на ОНГКМ, в сравнении с глинистым буровым раствором приведены в табл. 1 (по данным [7]).

Эффективность применения ПКБР в качестве водоизолирующего способа основана на изменении смачиваемости непосредственно в проницаемой зоне пласта, которое обеспечено полимерной природой основного компонента бурового раствора. Однако применение ПКБР, в отличие от глинистых растворов, значительно изменяет поровое пространство породы непосредственно в извлекаемом керне и околоскважинной зоне. В работе [8] было показано, что применение ПКБР изменяет смачиваемость и таким образом влияет на коллекторские свойства породы. Для этого авторами были разработаны и применены оригинальные методики определения избирательной смачиваемости и проведены лабораторные исследования на кернах. Авторами были изучены породы ОНГКМ и сопоставлены данные для пород, извлеченных из скважин, пробуренных с использованием полимер-коллоидного и глинистого буровых растворов. Избирательную смачиваемость определяли на основе традиционной методики измерения угла смачивания (метод лежащей капли), образованного на поверхности образца в системе вода–углеводородная жидкость, модифицированной с помощью современной цифровой техники. Для этого использовали цифровой микроскоп и программу измерения углов смачивания по изображениям капель [9]. С помощью микроскопа наблюдали формирование капель в специальной камере и измеряли углы смачиваемости гексана на поверхности водонасыщенных образцов пород в водной среде и смачиваемости водой насыщенных гексаном образцов пород в среде гексана на большом количестве образцов по схеме, приведенной на рис. 1.

На основе результатов измерения краевых углов смачивания $\theta_{Г-В}/\theta_{В-Г}$ рассчитывали параметр

**Рис. 1.** Схема определения избирательной смачиваемости образцов в различных средах и различными жидкостями.

относительной (преимущественной) смачиваемости по отношению к углеводородам. Если в результате оценки было получено, что этот параметр <1 , то порода в относительно гидрофобная. Если параметр >1 , тогда порода относительно гидрофильная [10]. На основе полученных результатов по смачиваемости образцов, полученных бурением с использованием ПКБР, а также измерений пор методами электронной микроскопии авторами было установлено, что воздействие ПКБР на образцы зерна приводит к значительным изменениям поверхностных свойств пород карбонатных нефтегазоматеринских отложений при бурении скважин на ОНГКМ. Оценка относительной (преимущественной) смачиваемости $\theta_{Г-В}/\theta_{В-Г}$ на основе сопоставлений коэффициентов заземленной в порах газонасыщенности $K_{гз}$ с отношением диаметров пор и каналов $d_{пор}/d_{кан}$ показала, что в действительности породы западной и восточной частей ОНГКМ являются более смачиваемыми углеводородами, чем водой. Схожую характеристику по смачиваемости имеют породы центральной части месторождения по данным изучения зерна, отобранного с применением глинистого бурового раствора, не меняющего поверхностные свойства образцов. Таким образом, авторы работы [8], с учетом большого количества (более 3000) петрофизических измерений, выполненных на этих же образцах, и сравнительного анализа, пришли к выводу, что воздействие полимеров искажает поверхностные свойства и данные геофизических исследований скважин с небольшим радиусом исследования.

Анализ смачиваемости отмытых (экстрагированных) образцов зерна показал, что изменения поверхностных свойств и, следовательно, проницаемости пород при применении ПКБР необходимо учитывать при последующих петрофизических измерениях для различных типов пород.

Установленные эффекты воздействия на породы требуют детального изучения изменения порового пространства. В связи с этим в настоящей работе с использованием методов растровой электронной микроскопии (РЭМ) были исследованы карбонатные породы из горизонтальной скважины ОНГКМ, пробуренные с применением ПКБР.

МЕТОДИКА

Исследование кернов проводили по стандартным методикам, применяемым в РЭМ, а также методами изучения порового пространства [11–16]. Для этого из выбуренных кернов откалывали небольшой образец размерами до 2 см. Поверхность скола исследовали в стандартном режиме (вто-

ричные электроны) с помощью растрового электронного микроскопа SUPRA 50 VP (фирмы Carl Zeiss) с разрешением 1.0 нм. Также проводили анализ поверхности скола путем подбора относительно горизонтального расположения исследуемой поверхности с применением энергодисперсионного спектрометра INCA Energy (фирма Oxford Instruments). Для устранения зарядки образцы покрывали золотом по стандартной методике ионного напыления.

Поровое пространство изучали методом катодолюминесценции. Для этого образцы пропитывали люминесцентными веществами, а наблюдение порового пространства осуществляли в режиме катодолюминесценции [13]. Суть методики исследования порового пространства заключается в следующем. Из зерна приготавливают шлифованные образцы пород, поровое пространство которых предварительно полностью насыщено люминесцирующим под электронным пучком органическим люминофором. Получаемые бинарные изображения сечений пустот на поверхности образца породы высвечиваются белыми участками на черном фоне и легко распознаются анализатором изображения для обсчета с помощью специальных программ. Метод позволяет анализировать структуру порового пространства на основе сеточного модельного представления, и определять усредненные размерные параметры ячейки пора–канал. Для этого применяют специально разработанные программы [17]. В качестве основных размерных характеристик рассчитывают средний диаметр поры, усредненное количество каналов, выходящих из поры, их средний диаметр.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

В настоящей работе были проанализированы результаты исследования методом РЭМ зерна, относящегося к нижнепермским отложениям восточной частей ОНГКМ. Зерно было отобрано из горизонтальной скважины № 10056, пробуренной с применением ПКБР. Породы в изученном интервале глубины залегания представлены преимущественно карбонатными соединениями, известняками, которые имеют смешанное пустотное пространство: порово-трещинное, порово-каверновое, что связано не только с интенсивностью проявления тектонической напряженности и разрядки на площади месторождения, но и прошедшими катагенетическими преобразованиями. Образцы в виде сколов, приготовленных из извлеченных кернов, были детально исследованы методом РЭМ. На основании полученных данных был проведен сравнительный анализ по

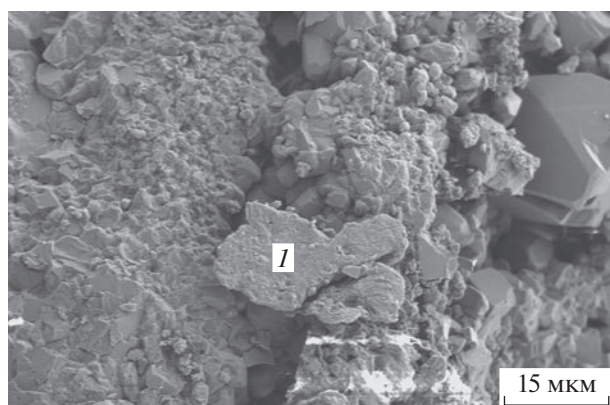


Рис. 2. Пример строения перекристаллизованного известняка, взятого из скважины № 10056 ОНГКМ на глубине 2040–2043 м. В центральной части изображения (I) сгусток (“капля”) коллоидного органического вещества.

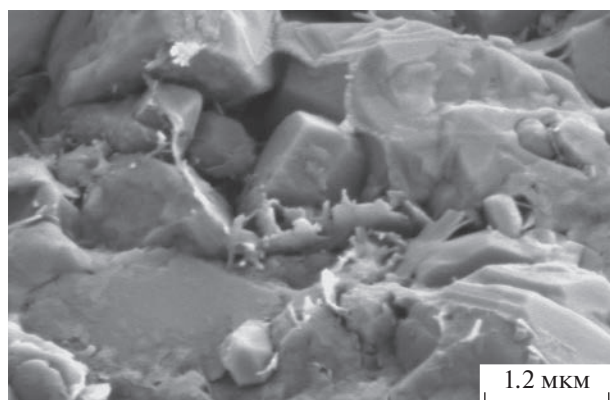


Рис. 3. Строение известняка. Полимерная пленка покрывающие первичные зерна кальцита в поровом пространстве известняка (нефтенасыщенный пласт).

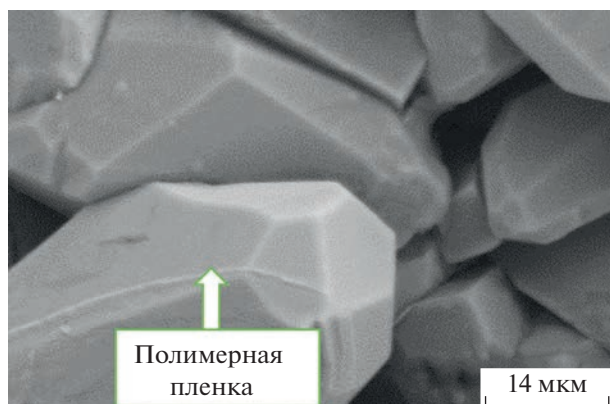


Рис. 4. Полимерные пленки, обволакивающие вторичные кристаллы кальцита, взятого из скважины № 10056 ОНГКМ на глубине 2040–2043 м.

усредненным параметрам размеров пор, а также выполнен морфологический анализ изображений, полученных с помощью вторичных электронов. В изученных карбонатных породах, преобладают известняки, в которых прошли интенсивные вторичные процессы, с образованием относительно крупных пор и формированием вторичных кристаллов кальцита в фильтрующих поровых каналах. Вторичные преобразования инициировали процессы развития очаговой пористости, связанной с преобразованием карбонатной матрицы на этапе катагенеза и, соответственно, выделения в поровое пространство высокомолекулярных компонентов матричной нефти [18, 19]. В качестве примера анализа строения методом РЭМ, приведены данные исследования известняка из скважины № 10056 (2-й ствол), отобранного с глубины в интервале 2040–2043 м, в отложениях артинского яруса (нижнего отдела пермской системы). Показанное строение типично для всех изученных пород (рис. 2).

Согласно исследованиям методом РЭМ, порода представляет собой кальцитовую кристаллическую матрицу с кристаллами размером преимущественно 1–7 мкм, поровое пространство в которой в процессе катагенеза под влиянием повышенных температур, давлений и подземных вод претерпело определенные морфологические изменения. В породах прошли вторичные преобразования, связанные с изменением фазового состояния самой карбонатной матрицы (процессы преобразования карбонатно-органического полимерного вещества [20]). Об этом свидетельствует наличие крупных пористых очагов с поровыми каналами, инкрустированных вторичным кальцитом. В пористых очагах были обнаружены артефакты, связанные с воздействием бурового раствора, заключающиеся в том, что зерна в поровых каналах со стороны порового пространства местами покрыты полимерной пленкой-оболочкой, а открытые фильтрующие поровые каналы частично перекрыты полимерной пленкой, образованной компонентами ПКБР (рис. 3). В крупных поровых каналах поверхность пор покрыта полимерной пленкой ПКБР, что хорошо видно на аутигенных, вновь образованных, кристаллах кальцита (рис. 4).

Наличие полимерной пленки от ПКБР было подтверждено исследованиями с использованием микрозонда. В табл. 2 приведены результаты элементного анализа зерна кальцита покрытого полимерной пленкой.

Из приведенных данных рентгеновского энергодисперсионного анализа следует, что кристаллы кальцита покрыты тонкой пленкой, с относительно высоким значением содержания углерода

Таблица 2. Содержание элементов в полимерной пленке, покрывающей кальцит из скважины № 10056 (2-й ствол) ОНГКМ, полученной при бурении с применением ПКБР на глубине 2040–2043 м

Элементный состав	С	О	Na	Cl	К	Ca
Вес. %	61.157	25.408	2.139	5.227	1.311	4.621

Таблица 3. Структурные параметры породы из скважины 1ВМС (ОНГКМ) на глубине 1896.0–1898.6 м

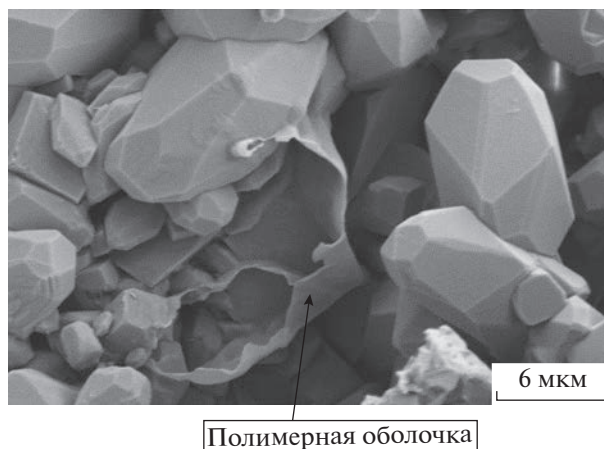
Структурные параметры	До воздействия ПКБР	После воздействия ПКБР
Средняя площадь пор и каналов, мкм ²	246.71	234.60
Средний эквивалентный диаметр пор и каналов, мкм	17.73	15.51
Средний периметр пор и каналов, мкм	61.03	52.23
Координационное число, $N_{\text{кан}}/N_{\text{пор}}$	201	191
Средний диаметр каналов, мкм	8.06	7.56
Средний диаметр пор, мкм	147.87	145.64
Отношение $d_{\text{пор}}/d_{\text{кан}}$	18.35	19.26
Проницаемость (расчетная), $K_{\text{пр}}, \times 10^{-15} \text{ м}^2$	5.571	4.956

(61.187%), не характерное для кальцита, в котором соотношении химических элементов составляет Ca = 40 вес. %, С = 12 вес. % и О = 48 вес. %. Наличие других элементов отображает влияние кальцитовой подложки и пластовых жидкостей в поровом пространстве породы.

Исследования методом РЭМ показали наличие полимерного слоя и на поверхности вторичного доломита, повсеместно встречающегося в известняках. Было установлено, что в отличие от адсорбированных углеводородных слоев, образующихся при контакте зерен с нефтью, полимерные пленки, формирующиеся в поровом пространстве в результате воздействия ПКБР, не имеют прочной химической связи с поверхностью карбонатных зерен, о чем свидетельствует наличие пустых оболочек с характерной кристаллографической формой [21]. Образование таких оболочек связано с формированием полимерной пленки на вторичных карбонатных кристаллах со стороны контакта с полимерными компонентами бурового раствора в поровом пространстве и их отслаивания в процессе приготовления скола образца. При приготовлении образца (скола) для РЭМ полимерные слои в виде пустотелых оболочек, сохраняющих кристаллографическую форму минералов, на которых они сформировались, остаются на исследуемой поверхности образца, а минеральные зерна, иногда переносятся на сколотую часть образца. Такие артефакты позволяют по кристаллографической форме исходного зерна определять принадлежность полимерной оболочки к минералу, на котором сформировалась пленка (рис. 5). Совершенно очевидно, что фор-

мирование полимерных слоев и пленок в поровом пространстве пород при бурении с применением ПКБР не только изменяет поверхностные свойства породы, но и изменяет само поровое пространство.

Для оценки этого фактора методом катодолюминесценции изучено поровое пространство породы. Исследование показало изменение характера кривой распределения пор по размерам до и после воздействия ПКБР. Для этого был проведен сравнительный анализ на основе реальных изображений порового пространства породы, пробуренной с использованием ПКБР, и компьютерного моделирования порового простран-

**Рис. 5.** Строение известняка, взятого из скважины № 10056 ОНГКМ на глубине 2040–2043 м. Видны сохранившиеся после растворения зерен кальцита полимерные оболочки.

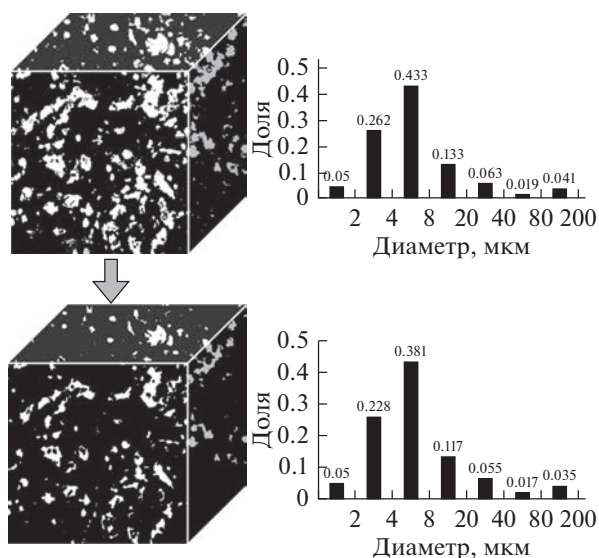


Рис. 6. Изменение структуры порового пространства в известняке при воздействии ПКБР, полученное методом катодоллюминесценции: а – реальное поровое пространство после воздействия ПКБР; б – компьютерная реконструкция до воздействия ПКБР. Увеличение в 500 раз.

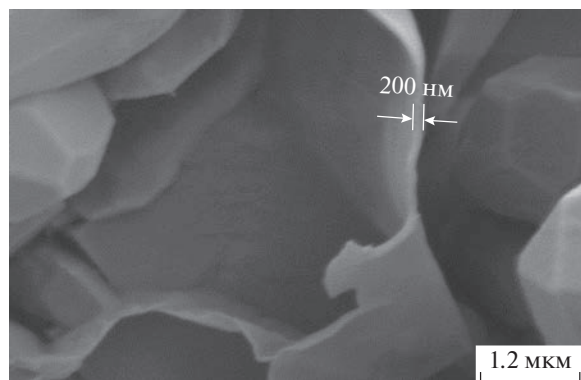


Рис. 7. Детализация фрагментов углеводородной оболочки.

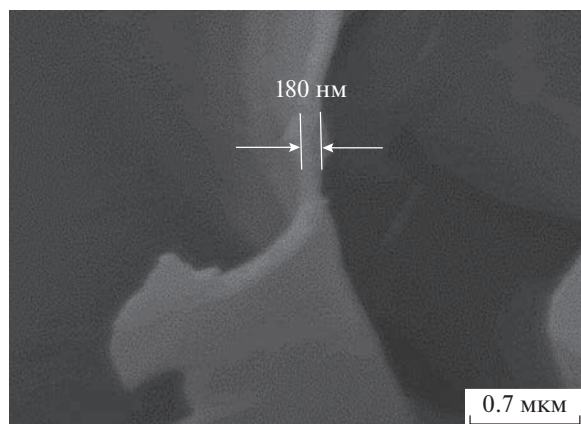


Рис. 8. Толщина полимерного слоя на зернах кальцита в конкретном месте.

ства этой породы до воздействия ПКБР. Полученные параметры порового пространства были сопоставлены (табл. 3 и рис. 6).

Из приведенных данных видно, что средний размер поровых каналов после воздействия ПКБР уменьшился, с 8.06 до 7.56 мкм. Кроме этого, изменилось координационное число поровой системы (т.е. соотношение пор и каналов), оно несколько уменьшилось: с 201 до 191. Это означает, что часть наиболее мелких поровых каналов полностью отключалась от фильтрации. Такие геометрические изменения порового пространства уменьшают проницаемость породы. Морфологический анализ показал, что в поровом пространстве после воздействия ПКБР часть фильтрующих поровых каналов (наиболее мелких) полностью перекрывается полимерными компонентами бурового раствора. Поэтому представляет интерес оценка объема полимерных компонентов от ПКБР в поровом пространстве образца. С учетом этого, были проведены измерения (рис. 7, 8) толщины слоя, покрывающего кристаллы кальцита в поровом пространстве в образцах пород, пробуренных с применением ПКБР. Прямые измерения толщины полимерной пленки по РЭМ-изображениям составили на разных кристаллах 60–200 нм. Это является достаточно малой величиной с точки зрения влияния на проницаемость породы за счет снижения пористости. То есть просветность (поверхностная пористость) фильтрующих поровых каналов, имеющих размеры от 1–200 мкм и средний диаметр 8.06 мкм, и пор со средним размером 147.87 мкм снижается не более чем на 2%. Таким образом, основным фактором снижения проницаемости за счет изменения порового пространства является частичное поперечное перекрытие каналов пленкой, причем ее толщина в этом случае не имеет значения (рис. 3).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Изучение методами РЭМ пород, пробуренных с применением ПКБР, показало, что полимерные слои в виде пленок могут покрывать первичные и вторичные кристаллы в карбонатных породах, а также перекрывать поровые каналы минимального диапазона фильтрации 1–5 мкм. В крупных порах развитых пористых очагов, пленки покрывают вторичные карбонатные кристаллы, изменяют смачиваемость и таким образом искажают первоначальные петрофизические свойства образцов, что необходимо учитывать при петрофизических исследованиях. Причем, чем более крупные поровые каналы, тем больше масштаб воздействия на смачиваемость. Мелкие поры частично блокируются отслоившимися фрагментами по-

лимерной пленки. Проницаемость снижается за счет заполнения объема порового пространства по мере уменьшения открытой пористости породы.

Сохраненные полимерные пленки-оболочки кристаллов, точно повторяющие кристаллографический облик растворенного минерала, дают возможность при исследовании методами РЭМ по форме идентифицировать их принадлежность к пороодообразующему минералу. Анализ морфологии таких полимерных пленок-оболочек показывает, что их толщина не постоянна даже в пределах поры и часто связана с размерами кристаллов, на которых она сформировалась. Более мелкие кристаллы покрыты более тонкой оболочкой. Толщина фрагментов полимерных пленок в исследованных породах, измеренная прямым методом по изображениям, полученным с применением вторичных электронов, с тщательным контролем фокусного расстояния растрового микроскопа, составила на разных кристаллах кальцита от 60 до 200 нм.

Таким образом, исследования подтвердили, что воздействие ПКБР приводит к существенным изменениям поверхностных свойств порового пространства и относительно небольшим изменениям геометрии поровых каналов.

БЛАГОДАРНОСТИ

Работа выполнена в рамках государственного задания по теме “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. *Фигурак А.А.* Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: метод. Указания. Иркутск: ИрГТУ, 2013. 40 с.
2. *Булатов А.И., Габузов Г.Г.* Гидромеханика углубления и цементирования скважин. М.: Недра, 1992. 368 с.
3. *Иванов Ю.А.* // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. 2011. № 2. С. 60.
4. *Лушпеева О.А., Кошелев В.Н., Вахрушев Л.П., Беленко Е.В. и др.* // Нефтяное хозяйство. 2001. № 4. С. 22.
5. *Грязнов И.В., Коновалов Е.А., Изюмский В.П., Иванов Ю.А.* // Газовая промышленность. 2009. № 11(638). С. 58.
6. *Кашкаров Н.Г. Сенюшкин С.В. Титов Ю.Н.* // Геофизика, бурение и нефть. 2007. № 10. С. 34. <https://naukarus.com/eksperimentalnye-issledovaniya-biopolimernyh-komponentov-burovyh-rastvorov>
7. *Смирнов С.П., Жуков Г.П., Титов Ю.Н., Титов Г.Н.* // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журн.). 2005. № 6. С. 58.
8. *Скибицкая Н.А., Бурханова И.О., Большаков М.Н., Кузьмин В.А., Марутян О.О.* // SOCAR Proceedings Special Issue. 2021. № 2. P. 017–027. <https://doi.org/10.5510/OGP2021SI200545>
9. *Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А., Марутян О.О. и др.* // Георесурсы, геознергетика, геополитика. 2016. Т. 1. № 13. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2016-13.art3>
10. *Ammot E.* // Adv. Mech. Eng. 1959. V. 216. P. 156.
11. Практическая растровая электронная микроскопия. / Ред. Гоулдстейн Дж., Яковица Х. М.: Мир, 1978. 657 с.
12. *Кузьмин В.А.* Методика и основные результаты изучения пород – коллекторов сложного строения на растровом электронном микроскопе. Авт. дис. к. г.-м. н. Москва: МИНХ и ГП им. И.М. Губкина. 1984.
13. *Kuzmin V.A.* // J. Surf. Invest.: X-ray, Synchrotron Neutron Tech. 2007. V. 1. № 6. P. 687.
14. *Кузьмин В.А., Соколов В.Н.* Использование компьютерного анализа РЭМ-изображений для оценки емкостных и фильтрационных свойств пород – коллекторов нефти и газа // Тез. докл. VIII Симп. по растровой электронной микроскопии и аналитическим методам исследования твердых тел. РЭМ-93. Черногловка, 1993. С. 45.
15. *Соколов В.Н., Юрковец Д.И., Разгулина О.В., Мельник В.Н.* // Поверхность. Рентген., синхротр., и нейтрон. исслед. 1998. № 1. С. 33.
16. *Соколов В.Н., Юрковец Д.И., Разгулина О.В., Мельник В.Н.* // Известия Акад. Наук. Сер. физ. 1999. Т. 63. № 7. С. 1328.
17. *Большаков М.Н., Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А.* // Поверхность. Рентген., синхротр., и нейтрон. исслед. 2007. № 8. С. 108.
18. *Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А., Вульфсон А.Н., Зекель Л.А., Прибылов А.А.* // Журн. физ. хим. 2007. Т. 81. № 5. С. 1.
19. *Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А., Яковлева О.П.* Матричная нефть – дополнительный сырьевой ресурс нефтегазоконденсатных месторождений / Матер. Всерос. конф. “Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности. Теоретические и прикладные аспекты”. М.: ГЕОС, 2007. С. 80.
20. *Скибицкая Н.А., Бурханова И.О., Кузьмин В.А., Доманова Е.Г., Большаков М.Н., Марутян О.О.* // Георесурсы, геознергетика, геополитика. 2016. № 1. Вып. 13. С. 1. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2016-13.art1>
21. *Ivanova A., Mitiurev N., Cheremisin A., Orekhov A., Kamyshinsky R., Vasiliev A.* // Sci. Rep. 2019. V. 9. P. 10667. <https://doi.org/10.1038/s41598-019-47139-y>

Studying the Influence of Polymer-Colloid Drilling Fluid on the Pore Space of Rocks

V. A. Kuzmin^{1, *}, N. A. Skibitskaya^{1, **}

¹*Institute of Oil and Gas Problems RAS, Moscow, 119333 Russia*

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

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

Using electron microscopy methods, the effect of polymer-colloidal drilling fluids on the pore space in carbonate reservoirs of an oil and gas condensate field, was studied. It is shown that the impact of polymers included in drilling fluids changes the surface of the pore space of rocks. This affects the technology of developing oil fields and the intensification of oil production. At the same time, due to the deposition of polymer components in the pore space of the rock, the properties of the samples change. This must be taken into account when conducting petrophysical studies on samples, as well as in geophysical studies of the bottom-hole zone using methods with a small study radius. The results of morphological studies in the electron microscope of the pore space of rocks after the impact of polymer-colloidal drilling fluids, are presented. Polymer films formed from drilling fluid components are studied. It has been established that after drilling horizontal wells, the change in the wettability of the pore space is associated with the formation of a polymer film on carbonate crystals. The thickness of this film, measured by the direct method, is 60–200 μm in the studied samples. It is noted that these changes in the future can lead to errors in determining the petrophysical properties.

Keywords: electron microscopy, polymer colloidal drilling fluids, microstructure, microstructure, scanning electron microscope, polymer films, wettability, carbonate rocks, oil and gas condensate fields.