

УДК 550.89:553.98

В. А. Мурцовкин
ООО "Нефтегазгеофизика"

ПРИМЕРЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КАПИЛЛЯРНО-РЕШЕТОЧНОЙ МОДЕЛИ ГОРНЫХ ПОРОД С ДВУХФАЗНЫМ НАСЫЩЕНИЕМ ДЛЯ РАСЧЕТА ИХ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК

Представлены результаты моделирования процессов электропроводности и фильтрации в пористых горных породах с двухфазным насыщением. В качестве модели породы использовалась трехмерная кубическая решетка из капилляров. Размеры и количество капилляров в такой модели подбираются в соответствии с заданным распределением пор по размерам. Полученные результаты позволяют установить общие закономерности влияния структуры пор на процессы переноса при двухфазной насыщенности, проанализировать зависимость электропроводности и фильтрации от особенностей насыщения породы флюидами и иллюстрируют возможности капиллярно-решеточной модели для описания свойств пористых сред с двухфазным насыщением.

Ключевые слова: моделирование, электропроводность, горная порода, фильтрация, параметр насыщенности, фазовая проницаемость, остаточная насыщенность.

Введение

Данная статья является логическим продолжением работы [2], в которой с помощью моделирования изучались процессы электропроводности и фильтрации в горных породах с однофазным насыщением. Однако гораздо более широкий круг задач связан с изучением свойств пород, когда в порах одновременно находятся разные по своим физико-химическим свойствам флюиды (вода, нефть, газ). Учитывая это, представляется целесообразным обобщить предложенные в работе [2] подходы к изучению процессов переноса на случай горных пород с двухфазным насыщением.

Применительно к процессу электропроводности эта задача уже рассматривалась в работе [3], в которой на основе мультирешеточной капиллярной модели были получены соотношения для расчета проводимости пористых сред с двухфазным насыщением. В качестве исходной информации при этом использовалось распределение пор по размерам. Задача была рассмотрена в самом общем случае для произвольного вида такого распределения. При этом для описания сред с широким спектром размеров пор необходимо было использовать модель, состоящую из нескольких разномасштабных решеток капилляров.

Рассмотрение такой задачи в общем случае делает подход к ее решению более универсальным, но с другой стороны усложняет вычисления и затрудняет анализ получаемых результатов. В связи с этим в рамках настоящей работы представляется целесообразным ограничить рассмотрение, как это было сделано в работе [2], наиболее простым вариантом, когда распределение пор по размерам является достаточно узким и простым по форме, что позволяет воспользоваться однорешеточной капиллярной моделью. Это существенно упрощает выявление основных закономерностей и связей между параметрами и нагляднее иллюстрирует возможности модели для решения подобных задач.

В данном случае дифференциальное распределение $dk_{\Pi}/d\delta$ было выбрано в виде полуэллипса (рис. 1) для трех разных значений коэффициента общей пористости k_{Π} : 0,1; 0,2 и 0,4. Для упрощения анализа получаемых результатов максимальный размер пор $\delta_{\text{макс}}$ во всех трех случаях выбран одинаковым, равным 20 мкм.

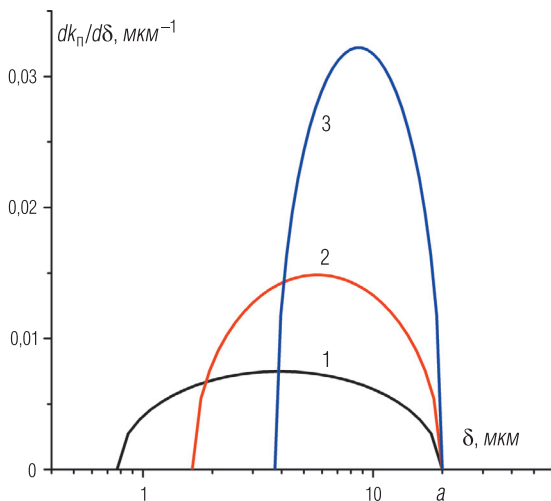


Рис. 1. Распределения дифференциальной пористости $dk_{\text{п}}/d\delta$ по размерам пор δ для однорешеточной модели при разных значениях коэффициента пористости $k_{\text{п}}$: 1 – 0,1; 2 – 0,2; 3 – 0,4

Величина $dk_{\text{п}}/d\delta$ по своему физическому смыслу представляет собой долю пористости, приходящуюся на единичный интервал размеров капилляров. С другой стороны, распределение пористости может быть задано также в виде набора из n пар значений $\Delta k_{\text{п}i}$ и δ_i , где $\Delta k_{\text{п}i}$ – доля коэффициента пористости, соответствующая порам с размерами в интервале от $\delta_i - \Delta\delta_i/2$ до $\delta_i + \Delta\delta_i/2$, где $\Delta\delta_i = (\delta_{i+1} - \delta_i)$, $i = 1, 2, \dots, n$. Величины $\Delta k_{\text{п}i}$ связаны с дифференциальным распределением пористости, приведенным на рис. 1, соотношением

$$\Delta k_{\text{п}i} = \left. \frac{dk_{\text{п}}}{d\delta} \right|_{\delta=\delta_i} \cdot \Delta\delta_i.$$

С учетом этой связи оба вида распределения пористости $dk_{\text{п}}/d\delta$ или $\Delta k_{\text{п}}$ равноценны с точки зрения их использования для дальнейших расчетов. Однако распределение $dk_{\text{п}}/d\delta$ в отличие от $\Delta k_{\text{п}}$ обладает тем преимуществом, что его вид не зависит от характера разбиения шкалы размеров капилляров на интервалы $\Delta\delta$. С другой стороны, в большинстве случаев на практике распределение пористости по

размерам пор представляют в логарифмическом масштабе, когда целесообразно использовать неравномерное разбиение шкалы размеров капилляров на интервалы $\Delta\delta$. А это, в свою очередь, приводит к тому, что визуальное распределение будет зависеть от характера такого разбиения.

Используемая в данной работе однорешеточная модель является частным случаем мультирешеточной капиллярной модели, рассмотренной в работе [4]. Она представляет собой трехмерную кубическую капиллярную решетку, которую, в свою очередь, можно представить в виде большого числа одинаковых по размеру кубических ячеек. При этом структура капилляров во всех ячейках будет одинакова (в виде трех взаимно пересекающихся капилляров равного сечения), а отличие между ячейками будет заключаться лишь в размере расположенных в них капилляров. Распределение размеров капилляров по ячейкам задается в соответствии с имеющимся распределением пор по размерам. Для упрощения расчетов считается, что капилляры имеют квадратное сечение. Размер всех ячеек a принимается равным максимальному размеру пор $\delta_{\text{макс}}$.

Чтобы распределение пористости могло быть описано в рамках однорешеточной модели, для него, согласно работе [2], должно выполняться условие

$$\sum_{i=1}^n \Delta f_i \approx 1, \quad (1)$$

где Δf_i – вероятность того, что размер капилляров в произвольно выбранной ячейке заключен в интервале от $\delta_i - \Delta\delta_i/2$ до $\delta_i + \Delta\delta_i/2$. Для вероятностей Δf_i справедливо выражение

$$\Delta f_i = a^3 \frac{\Delta k_{pi}}{v_i}, \quad (2)$$

где $v_i = (3a - 2\delta_i)\delta_i^2$ – объем капилляров в i -й ячейке. Условие (1) означает, что капилляры присутствуют в каждой ячейке. В результате выполнения этого условия увеличение пористости, согласно рис. 1, приводит к уменьшению дисперсии распределения пор по размерам.

Наряду с электропроводностью, в рамках настоящей работы аналогичный подход также использован и для изучения процессов фильтрации в горных породах с двухфазным насыщением.

При этом, несмотря на то что используемые распределения имеют простой вид (рис. 1), результаты, получаемые при моделировании, имеют не частный, а достаточно общий характер.

Насыщенность

Процесс формирования двухкомпонентной насыщенности горных пород зависит как от свойств самих флюидов, так и от последовательности заполнения ими порового пространства. В связи с этим ограничим дальнейшее рассмотрение следующим случаем. Для насыщения используются две несмешивающиеся жидкости, для одной из которых поверхность пор является гидрофильной (смачиваемой), а для другой – гидрофобной (несмачиваемой). Кроме того, пусть только смачивающая жидкость обладает электропроводностью, а проводимость второй будет равна нулю. Будем считать, что изначально все поры полностью заполнены только смачивающей жидкостью. Из-за действия капиллярных сил заполнение пор несмачивающей жидкостью возможно лишь за счет дополнительного внешнего давления P_s , под действием которого эта жидкость будет проникать в наиболее крупные поры, вытесняя оттуда смачивающую жидкость. Подобная ситуация имеет место, например, при формировании залежей углеводородов, когда одна часть пор горной породы занята водой, а другая – нефтью или газом.

По мере увеличения давления вытеснения P_s содержание смачивающей жидкости в горной породе будет уменьшаться. Обычно считается [7], что размеры пор (капилляров) δ_i , из которых происходит вытеснение смачивающей жидкости при заданном давлении P_s , можно определить по формуле Лапласа

$$\delta_i \geq \delta_s = \frac{4\chi \cos \theta}{P_s}, \quad (3)$$

где χ – коэффициент поверхностного натяжения; θ – краевой угол смачивания; δ_s – минимальный размер пор, из которых происходит вытеснение смачивающей жидкости при давлении P_s ($s = 1, 2, \dots, n$). Однако в случае пористых сред со случайным пространственным распределением пор по размерам это не так. Необходимо учитывать, что из некоторых пор, размер δ_i которых удовлетворяет неравенству (3), вытеснение жидкости не произойдет, если они со всех сторон

окружены более мелкими порами, для которых неравенство (3) не выполняется. Другими словами, крупные поры могут быть блокированы более мелкими.

Основными исходными данными для расчета насыщенности пористой среды несмешивающимися жидкостями с помощью предлагаемой модели является распределение пористости Δk_{pi} (или $dk_{pi}/d\delta$) по размерам пор δ_i , где $i = 1, 2, \dots, n$. Сумма всех Δk_{pi} дает общий коэффициент пористости k_{pi} , а максимальный размер пор δ_n определяет размер кубических ячеек a , на которые разбивается вся пористая среда.

Согласно работе [3], коэффициент насыщенности пористой среды смачивающей жидкостью k_{bs} при давлении вытеснения P_s , равный отношению объема невытесненной смачивающей жидкости к общему объему пор, можно найти по формуле

$$k_{bs} = \frac{1}{k_{pi}} \left(\sum_{i=1}^{s-1} \Delta k_{pi} + F_s^6 \sum_{i=s}^n \Delta k_{pi} \right), \quad (4)$$

где F_s – вероятность того, что размер капилляров δ_i в случайно выбранной ячейке будет удовлетворять неравенству $\delta_i < \delta_s$. В случае гидрофильных горных пород k_{bs} представляет собой коэффициент водонасыщенности при давлении вытеснения P_s . Для F_s , согласно [3], справедливо выражение

$$F_s = \sum_{i=1}^{s-1} \Delta f_i.$$

Величины Δf_i находятся по заданному распределению пор по размерам с помощью соотношения (2). Коэффициент насыщенности среды несмачивающей жидкостью k_{hs} , соответственно, будет равен

$$k_{hs} = 1 - k_{bs}.$$

Первое слагаемое в (4) соответствует невытесняемой смачивающей жидкости при давлении P_s из капилляров $\delta_i < \delta_s$, а второе слагаемое представляет собой количество этой же жидкости в капиллярах с размерами $\delta_i \geq \delta_s$, блокированной капиллярами с $\delta_i < \delta_s$.

С ростом давления P_s количество смачивающей жидкости в среде будет уменьшаться до тех пор, пока, наконец, при $P_s \geq P_1$ не станет равным нулю. Однако такое полное вытеснение жидкости будет возможно лишь при условии идеально смачиваемой поверхности капилляров ($\cos\theta = 1$), когда на их поверхности существует пленка смачивающей жидкости, обеспечивающая гидродинамическую связь

между всеми капиллярами в системе. Если же это условие нарушается ($0 < \cos\theta < 1$), то такая пленка теряет устойчивость и начинает разрушаться. В результате этого возможен второй вид блокировки вытесняемой жидкости, когда ячейка, удовлетворяющая условию вытеснения (3), со всех сторон окружена ячейками с еще более крупными капиллярами, из которых вытеснение смачивающей жидкости произошло еще раньше. Если при этом пленка смачивающей жидкости в этих крупных капиллярах окажется разрушенной из-за ухудшенной смачиваемости поверхности пор, то жидкость в ячейке с более мелкими капиллярами δ_i , которую они окружают, окажется необратимо заблокированной со всех сторон несмачивающей жидкостью.

Чтобы найти вероятность такого события, воспользуемся тем, что выражение $(1 - F_i)$ представляет собой вероятность того, что размер капилляров δ в произвольной ячейке удовлетворяет условию $\delta \geq \delta_i$. Поскольку условие блокировки заключается в том, что выделенная ячейка с капиллярами размером δ_i со всех шести сторон окружена более крупными капиллярами, то вероятность такого события будет равна $(1 - F_i)^6$. Учет этого эффекта приводит к тому, что в выражении (4) появляется дополнительное слагаемое, связанное со вторым видом блокировки, обусловленным ухудшенным смачиванием поверхности капилляров. В результате коэффициент насыщенности будет иметь вид

$$k_{bs}' = \frac{1}{k_{\Pi}} \left(\sum_{i=1}^{s-1} \Delta k_{\Pi i} + F_s^6 \sum_{i=s}^n \Delta k_{\Pi i} + \sum_{i=s}^n (1 - F_i)^6 \Delta k_{\Pi i} \right).$$

Следует обратить внимание на то, что в случае капиллярной решетки ухудшение смачиваемости приводит к увеличению остаточной насыщенности ($k_{bs}' > k_{bs}$), в отличие от единичного капилляра, для которого ухудшение смачиваемости облегчает вытеснение. При этом подразумевается, что поверхность капилляров остается гидрофильной ($0 < \cos\theta < 1$), а не гидрофобной ($\cos\theta < 0$).

Для сравнения на рис. 2 приведены значения коэффициентов насыщенности k_{bs} и k_{bs}' в условиях хорошей и ухудшенной смачиваемости соответственно, на примере эллипсоидального распределения (рис. 1) при разных значениях коэффициента пористости k_{Π} . Видно, что если при хорошей смачиваемости возможно полное вытеснение жидкости, когда $k_{b1} = 0$, то в случае ухудшенной смачиваемости это уже невозможно, поскольку всегда $k_{b1}' > 0$. При этом чем выше пористость и меньше разброс пор по размерам (рис. 1), тем больше остаточная насыщенность k_{b1}' .

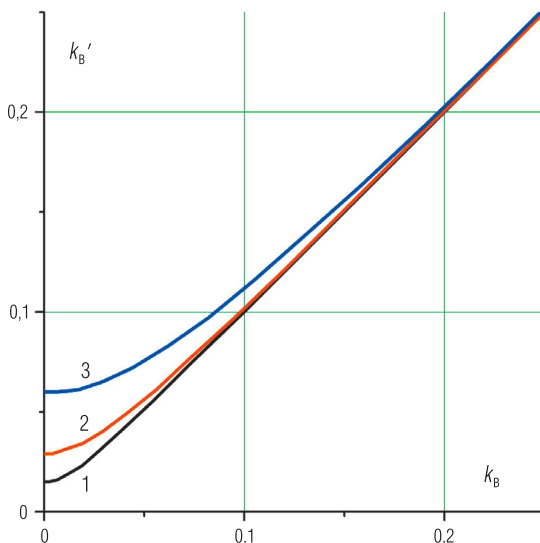


Рис. 2. Сравнение коэффициентов насыщенности k_B и k'_B в условиях идеальной и ухудшенной смачиваемости при разных значениях коэффициента пористости k_d : 1 – 0,1; 2 – 0,2; 3 – 0,4

Таким образом, в пористой среде наряду с капиллярными силами действуют еще два механизма удержания смачивающей жидкости. Во-первых, это блокировка жидкости в порах, окруженных со всех сторон более мелкими порами с той же жидкостью, но в которых жидкость еще удерживается капиллярными силами при данном давлении вытеснения P_s . А во-вторых, это блокировка смачивающей жидкости в порах, окруженных более крупными порами, заполненными вытесняющей несмачивающей жидкостью. Этот второй вид блокировки проявляется только при ухудшенной смачиваемости поверхности пор.

Расчет электропроводности

Примеры использования предлагаемой модели для расчета электропроводности по реальным распределениям пористости для водонасыщенных образцов горных пород приведены в работах [3–5]. Моделирование процессов проводимости с помощью однорешеточной

модели в работе [2] для горной породы с однофазным насыщением позволило проанализировать влияние структуры порового пространства на эти процессы. Рассмотрим эту же задачу применительно к горным породам с двухфазным насыщением.

Для удельной проводимости однорешеточной модели пористой среды в работе [2] было получено выражение

$$\sigma = \frac{1}{a} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \frac{1}{r_{ij}} \Delta f_i \Delta f_j, \quad (5)$$

где $r_{ij} = \frac{a}{2\sigma_0} \left(\frac{1}{\delta_i^2} + \frac{1}{\delta_j^2} \right)$, σ_0 – удельная проводимость жидкости, заполняющей капилляры.

Если проводящая жидкость является смачивающей, то ее вытеснение несмачивающей и непроводящей жидкостью (или газом) будет происходить в первую очередь из наиболее крупных пор, удовлетворяющих условию (3). В этом случае электропроводность среды будет постепенно уменьшаться с ростом давления вытеснения P_s . Тогда для удельной проводимости капиллярной решетки σ_s при ее частичном насыщении проводящей жидкостью при давлении P_s с учетом (5) можно записать:

$$\sigma_s = \frac{1}{a} \sum_{i=1}^{s-1} \sum_{j=1}^{s-1} \frac{1}{r_{ij}} \Delta f_i \Delta f_j.$$

При этом проводимость жидкости, не вытесненной из пор $\delta_i \geq \delta_s$ в результате первого эффекта блокировки, можно, как было показано в работе [3], не учитывать, так как ее вклад относительно мал. Кроме того, в случае ухудшенной смачиваемости жидкость, оставшаяся в порах $\delta_i \geq \delta_s$ в результате второго эффекта блокировки, также не будет участвовать в процессе электропроводности, поскольку со всех сторон окружена порами с непроводящей жидкостью.

Для оценки проводящих свойств пористой среды при частичном заполнении пор проводящей жидкостью обычно используют безразмерный параметр P_n , называемый параметром насыщенности [7], показывающий, во сколько раз уменьшилась проводимость пористой среды в результате уменьшения ее насыщенности проводящей жидкостью:

$$P_{\text{HS}} = \frac{\sigma}{\sigma_s}.$$

Результаты расчета этого параметра при разной насыщенности для трех распределений пористости, представленных на рис. 1, в случаях идеальной и ухудшенной смачиваемости приведены на рис. 3.

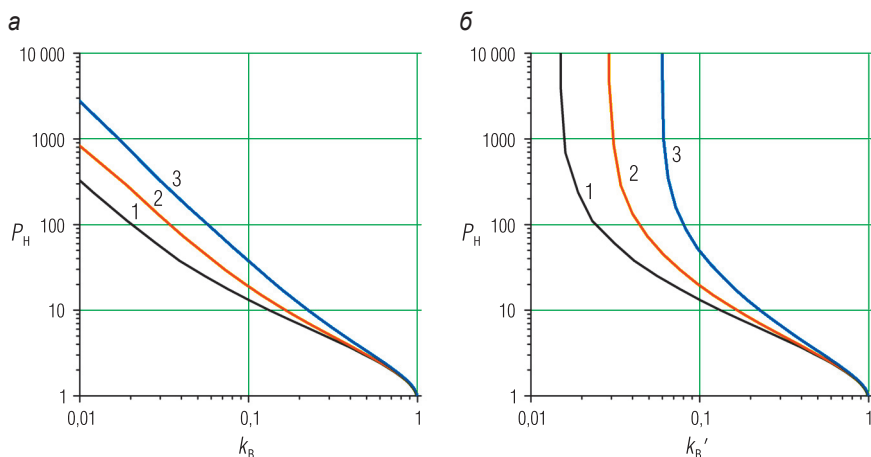


Рис. 3. Зависимости параметра насыщенности P_{H} от коэффициента насыщенности смачивающей жидкостью в условиях идеальной (а) и ухудшенной (б) смачиваемости при разных значениях коэффициента пористости $k_{\text{п}}$: 1 – 0,1; 2 – 0,2; 3 – 0,4

Можно видеть, что при одинаковых насыщенностях $k_{\text{в}}$ меньшим P_{H} будет обладать та пористая среда, у которой больше разброс пор по размерам. Кроме того, из рис. 3, б следует, что ухудшение смачиваемости существенно увеличивает величину сопротивления пористой среды при уменьшении ее насыщенности. Этот эффект обусловлен тем, что проводящая жидкость в некоторых порах из-за разрушения смачивающих пленок оказывается блокированной со всех сторон непроводящей жидкостью и в результате этого не участвует в процессе электропроводности.

Расчет фазовых проницаемостей

Примеры использования модели для расчета проницаемости по реальным распределениям пористости в случае водонасыщенных горных пород приведены в работах [5, 6]. В работе [2] было проведено моделирование процессов фильтрации с помощью однорешеточной модели для горных пород с однофазным насыщением. Рассмотрим эту же задачу применительно к пористым горным породам с двухфазным насыщением.

Если в процессах электропроводности определяющую роль играет только та из жидкостей, которая обладает проводимостью, то в процессе фильтрации участвуют обе жидкости. Основными параметрами двухфазной фильтрации являются относительные фазовые проницаемости (ОФП) [7], характеризующие фильтрационные свойства среды по отношению к каждой из жидкостей. Обозначим соответствующие коэффициенты ОФП смачивающей и несмачивающей жидкостей как $k_{пр.в}$ и $k_{пр.н}$ соответственно.

Кроме того, в случае фильтрации необходимо учитывать условия, при которых происходило формирование двухфазной насыщенности. При этом возможны два варианта. В первом варианте формирование насыщенности происходит в результате вытеснения смачивающей жидкости несмачивающей. Этот процесс называется дренированием. Второму варианту соответствует обратный процесс, когда смачивающая жидкость вытесняет несмачивающую. Этот процесс называется впитыванием. Важным обстоятельством является то, что при одинаковой насыщенности пористая среда будет иметь разные значения проницаемостей $k_{пр.в}$ и $k_{пр.н}$ в случаях дренажа и впитывания.

Примером практически важной реализации такой ситуации могут служить процессы формирования и разработки углеводородных залежей. Действительно, формирование залежи (дренаж) происходит в результате вытеснения воды из пор горной породы нефтью или газом, а разработка (впитывание) связана с обратным процессом, то есть с вытеснением водой углеводородов из породы.

В связи с этим рассмотрим процессы фильтрации жидкостей в пористой горной породе в случаях дренажа и впитывания по отделимости. Как и в случае с электропроводностью, воспользуемся модельными распределениями, приведенными на рис. 1, для которых

можно использовать однорешеточную модель. Кроме того, ограничим рассмотрение случаем идеальной смачиваемости поверхности пор, когда работает только один механизм блокировки пор.

Расчет фазовых проницаемостей для процесса дренажа

Для проницаемости однорешеточной модели пористой среды с однофазным насыщением в работе [2] было получено выражение

$$k_{\text{пр}} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n k_{ij} \Delta f_i \Delta f_j, \quad (6)$$

где k_{ij} – проницаемость между центрами двух контактирующих ячеек с размерами капилляров δ_i и δ_j соответственно, для которой справедливо выражение

$$k_{ij} = \frac{0,07}{a^2} \left(\frac{1}{\delta_i^4} + \frac{1}{\delta_j^4} \right)^{-1}.$$

В случае двухфазной насыщенности наиболее крупные поры под действием давления вытеснения P_s будут заполнены несмачивающей жидкостью. При этом в фильтрации смачивающей жидкости смогут принимать участие только капилляры с размером $\delta_i < \delta_s$, следовательно, ОФП для нее с учетом (6) будет равна

$$k_{\text{пр.в.с}} = \frac{1}{k_{\text{пр}}} \sum_{i=1}^{s-1} \sum_{j=1}^{s-1} k_{ij} \Delta f_i \Delta f_j, \quad (7)$$

где $k_{\text{пр}}$ соответствует выражение (6). Фильтрацией смачивающей жидкости через заблокированные поры с размером $\delta_i \geq \delta_s$ пренебрегаем, поскольку можно показать, что их вклад относительно мал.

Если бы не было эффекта блокировки, то для соответствующей фазовой проницаемости несмачивающей жидкости $k_{\text{пр.н.с}}$ можно было бы записать

$$k_{\text{пр.н.с}} = \frac{1}{k_{\text{пр}}} \sum_{i=s}^n \sum_{j=s}^n k_{ij} \Delta f_i \Delta f_j. \quad (8)$$

Однако это не так, поскольку существуют две причины, по которым некоторые ячейки с размером пор $\delta \geq \delta_s$ не принимают участия в фильтрации несмачивающей жидкости.

Во-первых, это ячейки с заблокированной в них смачивающей жидкостью. Вероятность их наличия равна $(F_s)^6$. Во-вторых, это ячейки с размером капилляров $\delta \geq \delta_s$, которые из шести возможных контактов с соседними ячейками имеют только один контакт с ячейкой, в которой капилляры также имеют размер $\delta \geq \delta_s$. Находясь в таком окружении, ячейки будут заполняться несмачивающей жидкостью при давлении P_s , но не будут принимать участия в ее фильтрации, поскольку несмачивающая жидкость не сможет из них вытекать.

Вероятность присутствия таких “непроточных” ячеек равна $6(F_s)^5(1 - F_s)$. Здесь произведение $(F_s)^5(1 - F_s)$ представляет собой вероятность того, что произвольную ячейку окружают пять ячеек с размером пор $\delta < \delta_s$ и одна ячейка с размером пор $\delta \geq \delta_s$. Цифра 6 отражает количество вариантов такой комбинации ячеек. Принимая во внимание эти обстоятельства, для ОФП несмачивающей жидкости вместо (8) следует записать

$$k_{\text{пр.н.с}} = \left[1 - F_s^6 - 6F_s^5(1 - F_s)\right]^2 \frac{1}{k_{\text{пр}}} \sum_{i=s}^n \sum_{j=s}^n k_{ij} \Delta f_i \Delta f_j. \quad (9)$$

На рис. 4 представлены результаты расчетов ОФП по формулам (7) и (9), выполненные для трех распределений с разной дисперсией пор по размерам. Увеличение дисперсии в рамках однорешеточной модели связано с понижением пористости. В связи с этим на рис. 4 трем распределениям пор по размерам, показанным на верхних графиках, соответствуют коэффициенты пористости 0,1; 0,2 и 0,4.

Процессу дренажа, описываемому формулами (7) и (9), соответствуют зависимости для ОФП, представленные на рис. 4 на нижних графиках сплошными линиями. Можно видеть, что увеличение разброса пор по размерам ухудшает ОФП каждой из жидкостей.

По мере уменьшения содержания смачивающей жидкости k_b ее ОФП уменьшается, а ОФП несмачивающей жидкости растет. При идеальной смачиваемости поверхности пор, то есть при отсутствии второго эффекта блокировки для смачивающей жидкости, с ростом давления до величины P_1 может быть достигнуто ее полное вытеснение ($k_{b1} = 0$). При ухудшенной же смачиваемости поверхности пор, когда будет проявляться второй эффект блокировки, подобное состояние не может быть достигнуто в принципе, поскольку, согласно рис. 2, всегда $k_{b1}' > 0$.

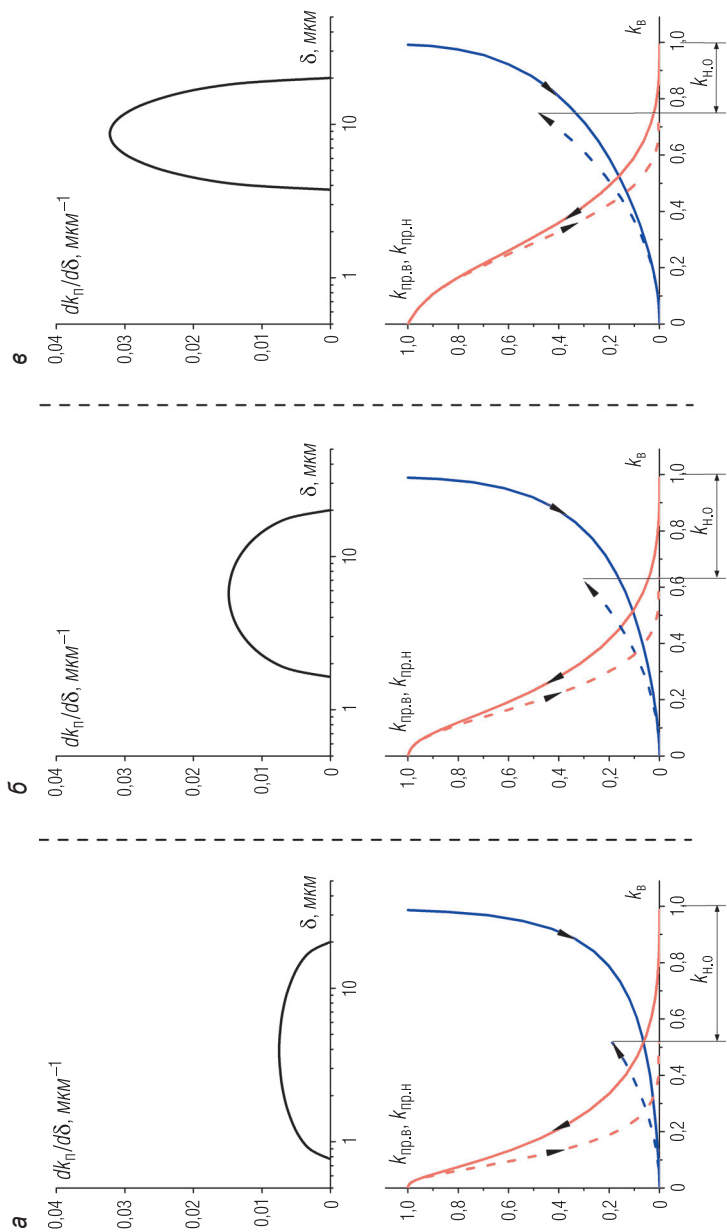


Рис. 4. Зависимости относительных фазовых проницаемостей $k_{п.в.}$ и $k_{п.н.}$ от коэффициента насыщенности смачивающей жидкостью $k_{г.0}$ для трех распределений дифференциальной пористости $dk_{п.}/d\delta$ с разными значениями коэффициента общей пористости $k_{п.0}$: 0,1 (а); 0,2 (б); 0,4 (в). Сплошные линии – дренаж; штриховые линии – впитывание

Расчет фазовых проницаемостей для процесса впитывания

Если после достижения при P_1 предельного насыщения пористой среды несмачивающей жидкостью начать понижать давление, то начнется обратный процесс впитывания смачивающей жидкости. Однако характер зависимостей ОФП от насыщенности изменится. Рассмотрим этот процесс более детально.

При впитывании механизм формирования двухфазной насыщенности будет отличаться от механизма ее формирования при дренаже. Основное отличие заключается в том, что при впитывании, наряду с обычным вытеснением несмачивающей жидкости под действием капиллярных сил, возможна ее блокировка смачивающей жидкостью. Действительно, если после достижения при дренаже давления P_1 снизить давление до P_s , где $s > 1$, то смачивающая жидкость под действием капиллярных сил будет стремиться заполнить все ячейки с размером капилляров $\delta_i < \delta_s$. Однако, если в процессе заполнения таких капилляров возникнет ситуация, когда какая-либо ячейка с капиллярами δ_i окажется со всех шести сторон окруженной другими ячейками с еще более мелкими капиллярами, куда проникновение смачивающей жидкости уже произошло раньше, то несмачивающая жидкость из такой ячейки вытеснена не будет. Эта ячейка потеряет гидродинамический контакт с общим потоком вытесняемой несмачивающей жидкости и окажется заблокированной.

Вероятность такого вида блокировки для ячейки с размером пор δ_i равна $(F_i)^6$. В результате учета этого эффекта выражение для коэффициента насыщенности (4), полученное для процесса дренажа при идеальной смачиваемости, в случае впитывания будет иметь вид

$$k_{bs} = \frac{1}{k_{\Pi}} \sum_{i=1}^{s-1} (1 - F_i^6) \Delta k_{\Pi i}. \quad (10)$$

Изменение механизма формирования насыщенности при впитывании вызывает соответствующее изменение в ОФП смачивающей жидкости. Из-за того что ячейки с заблокированной несмачивающей жидкостью будут препятствовать фильтрации смачивающей жидкости, выражение (7) для ее ОФП в случае впитывания примет вид

$$k_{\text{пр.в.с}} = \frac{1}{k_{\text{пр}}} \sum_{i=1}^{s-1} \sum_{j=1}^{s-1} k_{ij} (1 - F_i^6) (1 - F_j^6) \Delta f_i \Delta f_j. \quad (11)$$

При этом выражение (9) для ОФП несмачивающей жидкости останется без изменений.

Результаты расчетов зависимостей $k_{\text{пр.в}}$ и $k_{\text{пр.н}}$ по формулам (11) и (9) от насыщенности $k_{\text{в}}$, для которой при впитывании справедливо выражение (10), представлены на рис. 4 на нижних графиках штриховыми линиями. Из рисунка хорошо видно, что отличие в механизмах формирования двухфазной насыщенности пористых сред при дренаже и впитывании приводит к явлению гистерезиса, которое заключается в том, что эти процессы имеют разный характер зависимостей ОФП от насыщенности.

Важным обстоятельством является то, что если последовательно проводить дренаж, а потом впитывание, то пористую среду уже невозможно вернуть в исходное состояние с однофазной насыщенностью. Этот эффект, в частности, имеет важное практическое значение при разработке нефтегазовых месторождений. Действительно, на стадии формирования месторождения нефть или газ заполняют поры, вытесняя оттуда воду. На стадии же разработки, то есть при дренаже, идет обратный процесс, но в исходное состояние, когда все поры горной породы снова будут заполнены только водой, вернуться уже невозможно. При впитывании в результате рассмотренного выше эффекта блокировки часть пор останется заполненной углеводородами.

Количество таких неизвлекаемых углеводородов $k_{\text{н.о}}$ (остаточная насыщенность несмачивающей жидкости) будет определяться как характером распределения пор по размерам, так и величиной максимальной насыщенности пористой среды углеводородами на стадии дренажа $k_{\text{н.макс}} = 1 - k_{\text{в.мин}}$. Зависимости, представленные на рис. 4 (а, б, с), соответствуют случаю предельного насыщения пористой среды несмачивающей жидкостью, когда $k_{\text{в.мин}} = 0$, соответственно $k_{\text{н.макс}} = 1$. При этом остаточная насыщенность $k_{\text{н.о}}$ также будет максимальной для каждого из трех случаев. Если же вытеснение смачивающей жидкости при дренаже было неполным, то соответствующая величина остаточной насыщенности для несмачивающей жидкости после завершения процесса впитывания $k_{\text{н.о}}$ в каждом из этих случаев будет меньше.

На рис. 5 представлены результаты соответствующих расчетов зависимости остаточной насыщенности $k_{\text{н.о}}$ несмачивающего флюида от его максимальной насыщенности на стадии дренажа $k_{\text{н.макс}}$. Расчеты были выполнены для трех распределений пор по размерам, представленных на рис. 1. Можно видеть, что чем ниже пористость и

чем больше разброс пор по размерам (рис. 1), тем больше $k_{н.о}$ (рис. 5) и, следовательно, тем труднее извлекать несмачивающий флюид из горной породы.

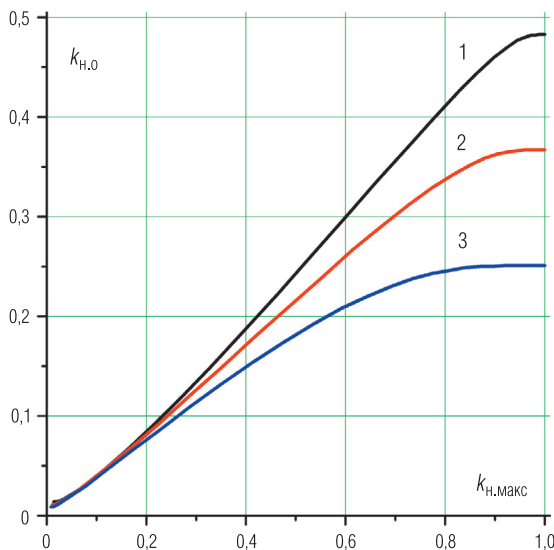


Рис. 5. Зависимости коэффициента остаточной насыщенности несмачивающей жидкостью $k_{н.о}$ от коэффициента максимальной насыщенности на стадии дренажа $k_{н.макс}$ при разных значениях коэффициента пористости k_n : 1 – 0,1; 2 – 0,2; 3 – 0,4

Следует особо отметить, что величина остаточной насыщенности $k_{н.о}$ определяется самым характером распределения пор по размерам. Другими словами, уже по виду этого распределения можно делать заключение о количестве неизвлекаемых углеводородов.

Новые возможности использования метода ядерно-магнитного резонанса для исследования горных пород

Среди существующих современных методов получения распределения пор по размерам одним из наиболее эффективных является метод

ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) [1, 9]. Однако для корректного решения этой задачи необходимо располагать дополнительной информацией о характере взаимодействия водородосодержащей жидкости с поверхностью пор, что не всегда возможно. Дело в том, что сам по себе метод ЯМР позволяет получать только распределение пористости по времени продольной (T_1) или поперечной (T_2) релаксации намагниченности жидкости в порах среды.

С другой стороны известно, что время релаксации в каждой отдельной поре зависит от ее размера. Поэтому чтобы получить из спектра ЯМР распределение пор по размерам, необходимо знать связь между временем релаксации и размером пор. В работе [8] было показано, что

$$T_{1(2)} = \frac{1}{\rho_{1(2)}} \cdot \frac{v}{s}, \quad (12)$$

где v – объем поры; s – площадь поверхности поры, а $\rho_{1(2)}$ – поверхностная релаксационная активность, характеризующая способность поверхности поры вызывать релаксацию магнитных моментов ядер водорода. Таким образом, время релаксации зависит как от физико-химических свойств поверхности поры ($\rho_{1(2)}$), так и от ее геометрии (v и s).

Среди свойств поверхности поры наиболее важными для процесса релаксации являются смачиваемость поры и наличие у нее парамагнитных включений, которые и будут определять величину ρ . В случае отсутствия такой информации возникают дополнительные трудности в использовании метода ЯМР. Однако подобная проблема возникает только тогда, когда необходимо знать именно размер пор. Если же этот размер используется для расчета *безразмерных* (относительных) характеристик пористой среды, то необходимость в знании релаксационной активности ρ и геометрии пор отпадает.

Это связано с тем, что $v/s \sim \delta$. В результате, выражению (12) для связи времен релаксации T_1 и T_2 с размером пор δ можно придать вид

$$\delta = g_{1(2)} T_{1(2)}, \quad (13)$$

где $g_{1(2)}$ – некоторый коэффициент, зависящий от свойств поверхности поры и от ее геометрии. Тогда при подстановке (13) в формулы для расчета *безразмерных* характеристик пористой среды коэффициент $g_{1(2)}$ окажется как в числителе, так и в знаменателе этих формул, в результате чего взаимно сократится.

Таким образом, для подобных расчетов вместо размера пор δ можно использовать непосредственно время релаксации T_1 или T_2 , полученное в процессе ЯМР-измерений. Это утверждение справедливо, например, для расчета таких безразмерных величин, как параметр пористости P_p [2], параметр насыщенности P_n , относительные фазовые проницаемости $k_{пр.в}$ и $k_{пр.н}$, коэффициенты насыщенности k_v , k_n и $k_{н.о}$. Другими словами, для расчета безразмерных петрофизических характеристик горной породы вместо распределений пористости по размерам пор, подобных представленным на рис. 1, можно непосредственно использовать соответствующие распределения пористости по временам релаксации, полученные методом ЯМР.

Заключение

В работе предложены соотношения, позволяющие на основе капиллярно-решеточной модели проводить расчет основных петрофизических характеристик горных пород с двухфазным насыщением. Для использования модели достаточно знать только распределение пор по размерам.

Показано, что при формировании двухфазной насыщенности важную роль играют эффекты блокировки. Рассмотрено несколько таких эффектов, суть которых заключается в том, что поведение жидкостей в отдельных порах определяется не только внешними воздействиями, но также и особенностями окружения этих пор другими порами, а также степенью смачиваемости их поверхности.

Эффекты блокировки позволяют описать явление гистерезиса фазовых проницаемостей в процессах дренажа и впитывания. Эти же эффекты приводят к тому, что несмачивающая жидкость (нефть) не может быть полностью извлечена* из пористой горной породы в процессе впитывания.

Для процесса электропроводности наряду с распределением пористости важную роль играет степень смачиваемости поверхности пор. Ухудшение смачиваемости приводит к существенному увеличе-

* Отсюда следует важнейший практический вывод: прежде чем пытаться увеличить коэффициент извлечения нефти (КИН), необходимо изучить распределение пор в породах пласта-коллектора. На основании полученных данных следует оценить экономическую целесообразность проведения гидроразрывов и различных видов воздействия на пласт с целью увеличения КИН. (Прим. ред.).

нию сопротивления горной породы при снижении насыщенности ее смачивающей жидкостью из-за разрушения пленок этой жидкости на поверхности пор.

Для расчета безразмерных (относительных) петрофизических характеристик горной породы вместо распределения пористости по размерам пор можно непосредственно использовать соответствующее распределение пористости по временам релаксации, полученное методом ЯМР.

Параметры модели можно контролируемо варьировать в широком диапазоне, что дает дополнительные методические возможности для изучения петрофизических свойств горных пород с двухфазным насыщением.

ЛИТЕРАТУРА

1. Коатес Д. Р., Хиао Л. Ч., Праммер М. Д. Каротаж ЯМР. Принципы и применение. Хьюстон: Халибартон, 2001.
2. Мурцовкин В. А. Примеры использования капиллярно-решеточной модели для расчета петрофизических характеристик горных пород // НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. 2013. Вып. 3 (225). С. 177–192.
3. Мурцовкин В. А. Электропроводность пористых сред с двухфазным насыщением // Коллоидный журнал. 2013. Т. 75. № 1. С. 109–117.
4. Мурцовкин В. А. Мультирешеточная модель для расчета характеристик пористых сред. Расчет электропроводности // Коллоидный журнал. 2009. Т. 71. № 5. С. 677–684.
5. Мурцовкин В. А., Зеленов А. С. Расчет электропроводности и проницаемости горных пород по данным ядерно-магнитного каротажа // НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. 2006. Вып. 2–4. С. 108–120.
6. Мурцовкин В. А. Использование мультирешеточной капиллярной модели для расчета проницаемости по данным ядерно-магнитного резонанса // Коллоидный журнал. 2009. Т. 71. № 5. С. 685–692.
7. Тиаб Д., Доналдсон Э. Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов. М.: ООО "Премииум Инжиниринг", 2009.
8. Brownstein K. R., Tarr C. E. Importance of Classical Diffusion in NMR Studies of Water in Biological Cells // Phys. Rev. A. 1979. V. 19. № 6. P. 2446–2453.
9. Dunn K.-J., Bergman D. J., LaTorraca G. A. Nuclear Magnetic Resonance. Petrophysical and Logging Applications. Pergamon, 2002.

Рецензент канд. техн. наук А. В. Малинин