

Аксельрод С.М.

**ЯДЕРНО-МАГНИТНЫЕ МЕТОДЫ ПРИ ИЗУЧЕНИИ
ФИЛЬТРАЦИОННЫХ И ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ КАРБОНАТНЫХ
КОЛЛЕКТОРОВ (по материалам американских публикации)**

Введение

Уже первые успехи ядерно-магнитного каротажа в искусственном магнитном поле создали весьма оптимистические оценки и отношении возможностей этого метода. Значительный объем исследований на кернах и сопоставление с результатами измерения в многочисленных окважнах показал, что по данным ЯМК возможно с высокой надежностью выделять коллекторы, определить их общую и эффективную пористость и содержание остаточной воды, оценивать проницаемость и характер насыщающего флюида [1,2,3,15,17]. Однако последующее расширение области применения ЯМК показало, что возможность количественной оценки фильтрационных и емкостных свойств коллекторов в полной мере можно отнести преимущественно к породам песчано-глинистых разрезов. Хотя и в карбонатных разрезах выделение коллекторов по данным ЯМК отличается высокой надежностью, методы количественной интерпретации, оправдавшие себя терригенных отложениях из-за недостаточной устойчивости оказались менее эффективными [4. 22, 23].

Суть осложнений, возникающих при интерпретации результатов ЯМК в карбонатных разрезах состоит том, что из-за нерегулярности и изменчивости структуры порового пространства карбонатных коллекторов петрофизические константы, используемые при количественной интерпретации часто не сохраняются постоянными при переходе от одного разреза к другому и даже от одной скважины к другой в пределах одной геологической формации. Вследствие этого нарушается система калибровки результатов ЯМК по кернам, что, в свою очередь, приводит к искажениям искомых величин во всей интерпретационной цепочке. Иными словами, в карбонатных разрезах для получения надежных результатов калибровка по кернам должна проводиться чуть ли ни индивидуальна для каждой скважины.

С. М. Аксельрод

ЯДЕРНО-МАГНИТНЫЕ МЕТОДЫ ПРИ ИЗУЧЕНИИ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ И ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ (по материалам американских публикаций)

Введение

Уже первые успехи ядерно-магнитного каротажа в искусственном магнитном поле создали весьма оптимистические оценки в отношении возможностей этого метода. Значительный объем исследований на кернах в сопоставлении с результатами измерений в многочисленных скважинах показал, что по данным ЯМК возможно с высокой надежностью выделять коллекторы, определять их общую и эффективную пористость и содержание остаточной воды, оценивать проницаемость и характер насыщающего флюида [1, 2, 5, 15, 17]. Однако последующее расширение области применения ЯМК показало, что возможности количественной оценки фильтрационных и емкостных свойств коллекторов в полной мере можно отнести преимущественно к породам песчано-глинистых разрезов. Хотя и в карбонатных разрезах выделение коллекторов по данным ЯМК отличается высокой надежностью, методы количественной интерпретации, оправдавшие себя в терригенных отложениях, из-за недостаточной устойчивости оказались менее эффективными [4, 22, 23].

Суть осложнений, возникающих при интерпретации результатов ЯМК в карбонатных разрезах, состоит в том, что из-за нерегулярности и изменчивости структуры порового пространства карбонатных коллекторов петрофизические константы, используемые при количественной интерпретации, часто не сохраняются постоянными при переходе от одного разреза к другому и даже от одной скважины к другой в пределах единой геологической формации. Вследствие этого нарушается система калибровки результатов ЯМК по кернам, что, в свою очередь, приводит к искажениям искомых величин во всей интерпретационной цепочке. Иными словами, в карбонатных разрезах для получения надежных результатов калибровка по кернам должна проводиться чуть ли не индивидуально для каждой скважины.

Как известно [1, 2], определяемая по данным ЯМК общая пористость коллектора всегда пропорциональна площади, ограниченной кривой распределения T_2 , при этом доли общей пористости, относящиеся к свободному флюиду (ИСФ) и связанной воде ($k_{\text{свз}}$), разграничиваются определенным значением времени поперечной релаксации – граничным значением T_{2gr} , которое определяется в экспериментах по вытеснению из керна подвижной воды. В ранних работах было принято считать, что для песчано-глинистых пород граничное значение T_{2gr} может быть принято повсеместно равным 30 мс, а для карбонатов – 90 мс [18]. Однако впоследствии оказалось, что для карбонатов эта величина не постоянна, она меняется иногда даже в пределах скважины, а калибровка по кернам не гарантирует, что определенное по лабораторным данным усредненное значение T_{2gr} соответствует этой величине в каждом конкретном пласте. Именно эта изменчивость приводит к ошибкам не только в определении эффективной пористости и остаточной водонасыщенности, но и в последующей оценке проницаемости.

В условиях карбонатных разрезов определение проницаемости по данным ЯМК в значительном числе случаев оказывается неэффективным. Одна из главных причин этого связана с тем, что такой важный фактор, как трещиноватость, не выявляется данными ЯМК, поэтому оцениваемая проницаемость характеризует только матрицу коллектора. Другая причина состоит в том, что и для определения проницаемости матрицы в каждом конкретном случае требуется специальный подбор констант – калибровочных коэффициентов.

Указанные обстоятельства вызвали необходимость более углубленного исследования образцов карбонатных коллекторов, в первую очередь с целью установления и количественного описания тех особенностей структуры их порового пространства, которые определяют фильтрационно-емкостные свойства коллектора и наиболее сильно влияют на ЯМР-характеристики. Выяснение этих закономерностей составляет содержание значительной части проводимых в последнее время петрофизических исследований, направленных на совершенствование методики интерпретации данных ЯМК в карбонатных разрезах.

В описываемых исследованиях можно проследить три важных тенденции. Одна из них состоит в попытках выявить в результатах ЯМК такие признаки, по которым, не обращаясь к кернам, можно

было бы судить (хотя бы примерно) о фациальной и структурной характеристике пород и тем самым выбирать индивидуально для каждого пласта соответствующие ему ЯМР-константы, в том числе граничное значение времени поперечной релаксации.

Другая тенденция представляет собой стремление увязать характеристику трещиноватости пород, не выявляемую по данным ЯМК, но наблюдаемую при лабораторных измерениях на шлифах и срезах, с получаемыми непосредственно в скважине панорамными изображениями стенки скважины.

Наконец, третья тенденция предусматривает использование данных ЯМК не только с целью непосредственного получения емкостных характеристик коллектора, но и для использования этих данных в качестве независимых переменных в многомерных связях, направленных либо на прямое определение проницаемости карбонатного коллектора, либо на получение более точных констант, используемых в эмпирических формулах для определения того же параметра.

Пока нельзя констатировать радикального и общепризнанного сдвига в области количественной интерпретации данных ЯМК при изучении карбонатных коллекторов. Тем не менее ознакомление с предпринимаемыми в этом направлении усилиями и с достигнутыми частными успехами представляет, по-видимому, определенный интерес.

Изучение структуры порового пространства карбонатных коллекторов

Методы исследования. В большинстве работ, посвященных лабораторным исследованиям карбонатных коллекторов, главное внимание уделяется изучению структуры порового пространства, к основным элементам которого отнесены поры, микропоры, межпоровые каналы, каверны и трещины [4, 8, 10, 16, 19, 24, 25].

Изучение образцов карбонатных пород осуществляется, как правило, расширенным комплексом лабораторных и скважинных методов, однако в работах исследователей сочетание видов исследования не унифицировано. Непосредственное, визуальное измерение элементов строения матрицы карбонатных коллекторов и их порового пространства осуществляется исследованием шлифов с помощью оптических микроскопов, обеспечивающих разрешение 2 мкм. Изучение

более тонкой структуры коллектора, в том числе микропористости и трещиноватости, проводится с использованием электронных сканирующих микроскопов с разрешением 0,03–0,3 мкм [22]. Подготовка образцов для этих исследований выполняется с помощью обычных приемов, а анализ изображений, полученных обоими методами, осуществляется путем их сканирования с последующей компьютерной обработкой фотографий [4, 22, 25].

Помимо исследований на двухмерных элементах образцов пород – шлифах и срезах, в ряде работ изучалась также и объемная характеристика коллектора – поровое пространство и трещиноватость. Для этого использовалась послойная и трехмерная рентгеновская томография, дающая разрешение, примерно, 0,25 мм [22], а также ЯМР-томография по двум параметрам – времени релаксации и амплитуде (содержанию ядер водорода) [8, 16, 19, 22].

Емкостные и фильтрационные свойства коллекторов определяются известными методами – центрифугированием, ртутной капилляриметрией, ЯМР-исследованиями и газометрией, осуществляемыми при стандартизованных условиях [18]. В ряде работ [16, 19] процессы вытеснения сопровождаются одновременными ЯМР-измерениями и рентгеновской послойной томографией или ЯМР-томографией. Сопоставление данных ртутной порометрии и данных ЯМР-исследований используется для определения размеров пор и диаметров межпоровых каналов и для оценки доли, которую поры и межпоровые каналы занимают в общей пористости коллектора [4, 22, 25].

Всеми исследовательскими группами лабораторные ЯМР-исследования проводятся в слабых магнитных полях (частота прецессии ядер водорода, примерно, 1 МГц) с несущественными вариациями режимов измерения [4, 9, 13, 19]. Особенностью этих измерений является стремление увязать полученные ЯМР-свойства образцов пород – характер распределения времени релаксации T_2 , релаксационную активность и различные значения времени релаксации $T_{2\rho}$ с фациальными и структурными особенностями карбонатных коллекторов разного типа [4, 22].

Лабораторные акустические исследования, выполненные в ряде работ, осуществлялись стандартными методами по продольным и поперечным волнам. Более информативные для карбонатных пород исследования по волнам Стоунли в лаборатории не выполнялись [10, 11, 22].

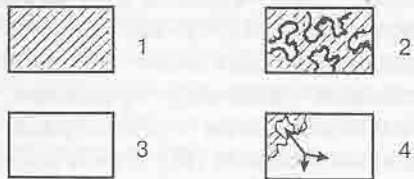
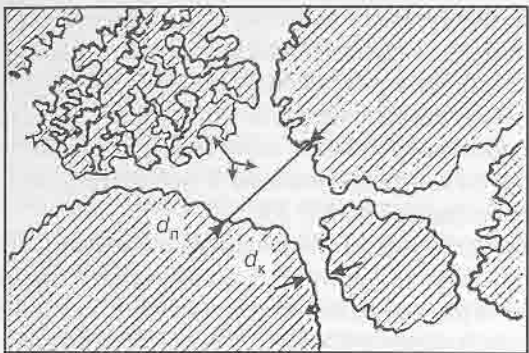


Рис. 1. Элементы структуры карбонатного коллектора: 1 – твердая составляющая породы; 2 – внутризерновые поры; 3 – поровое пространство; 4 – диффузионная связь между внутри- и межзерновыми порами

Геометрическая характеристика порового пространства. В системе пор карбонатных коллекторов выделяются следующие виды пустот: межзерновые и внутризерновые поры и каверны (рис. 1). При этом имеется в виду, что каждый из указанных видов пор характеризуется определенным диапазоном размеров [24]. В особую категорию выделяются межпоровые каналы (Throats); трещины обычно рассматриваются отдельно [4, 10, 16, 19, 24, 25].

В работе [22] поры делятся по размерам на три категории: микропоры, к которым относятся пустоты размером менее 5 мкм, мезопоры, имеющие размер 5–20 мкм, и макропоры размером более 20 мкм. Иная классификация по типу градаций дается в работе [4]: к микропорам относятся пустоты размером менее 0,5 мкм, к мезопорам – пустоты размером 0,5–5 мкм, к макропорам – поры размером более 5 мкм. К кавернам относят пустоты, видимые невооруженным глазом, т. е. размером от 0,5 мм и более.

Исследованиями установлено, что соотношение долей пор разного типа тесно связано с величиной общей пористости коллектора. На примере ряда образцов карбонатных пород показано [25], что при общей пористости коллектора менее 10% преобладают микропоры размером менее 5 мкм. Размеры микропор растут с общей пористостью породы, но при пористости породы более 15% доля пористости, относящаяся к микропорам, не выходит за пределы 10%. Пористость, связанная с мезопорами (5–20 мкм), растет монотонно с ростом общей пористости, а доля пористости, определяемая макропорами (более 20 мкм), практически равна нулю при пористости ниже 20% и начинает расти монотонно при пористости более 20% (рис. 2) [4, 25].

При анализе проницаемости особое внимание уделяется отношению размера пор к диаметру поровых каналов d_n/d_k [4, 25]. Диаметр каналов d_k определяется по данным ртутной порометрии, а размер пор d_n – по данным ЯМР-исследований. Эти же параметры определяются независимо по результатам исследований шлифов, проводимых оптическими методами. Как считают авторы [4], отношение диаметра пор к диаметру межпоровых каналов является ключевым фактором, определяющим течение жидкости по коллектору.

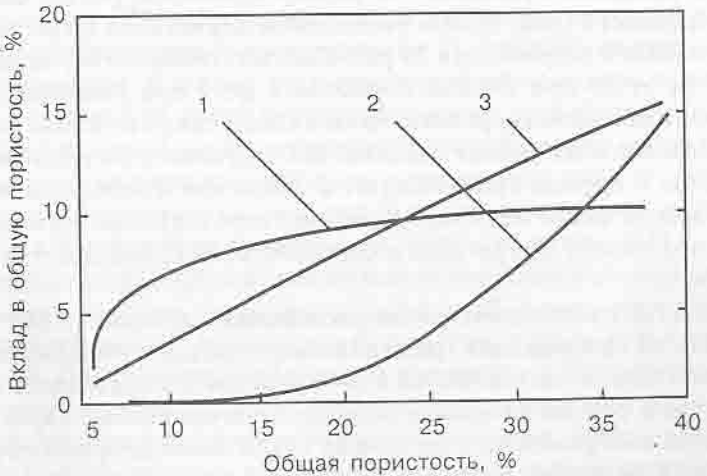


Рис. 2. Характер изменения вклада микро-, мезо-, и макропор в общую пористость в зависимости от ее величины (на основе данных [4, 25]): 1 – микропоры; 2 – мезопоры; 3 – макропоры

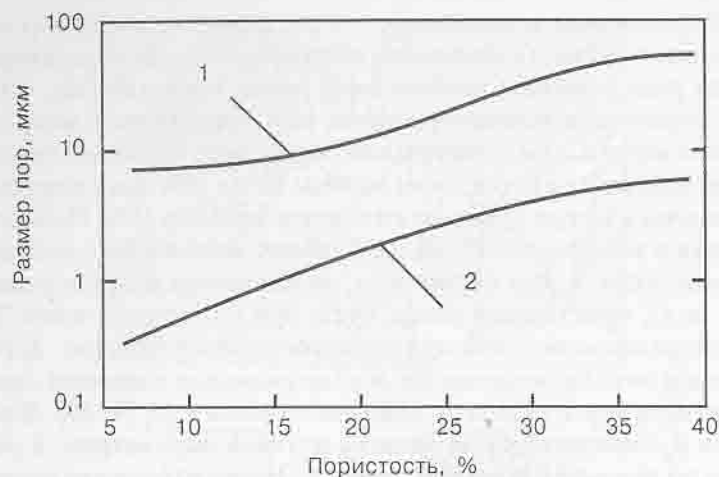


Рис. 3. Характер зависимости размера пор и межпоровых каналов от пористости (на основе данных [4, 25]):

1 – поры; 2 – межпоровые каналы

Исследования показали, что размер каналов d_k растет быстрее, чем пористость (рис. 3); при увеличении пористости в три раза диаметр каналов возрастает в 20 раз. Соответственно, отношение d_n/d_k меняется от 30 при низкой пористости до 5 при высокой [4, 25]. Полученные закономерности объясняются тем, что после окончания процесса накопления осадков, последующего их уплотнения и диагенеза в породе присутствуют в основном микропоры и лишь очень малое число мезопор. В дальнейшем в процессе выщелачивания возникают макропоры и соответственно уменьшается число микропор.

Характер трещиноватости не увязывается с данными ЯМР-исследований, но изображения трещиноватых пород, полученные на шлифах, детально сопоставляются с панорамным изображением стенки скважины в том же интервале разреза. Количественные характеристики этих изображений, полученные путем компьютерной обработки данных, оказались близкими. Это позволяет установить существование тесной аналогии между микроскопическим и макроскопическим описанием трещиноватости пород, что подтверждает важность получения панорамных, высокоразрешенных изображений стенки

скважин [16, 19, 20, 21, 22] с целью оценки вклада трещин в проницаемость коллектора.

ЯМР-характеристика карбонатных коллекторов

Влияние межпоровой диффузии на распределение T_2 . Как известно [1, 10], непосредственным результатом обработки данных ЯМР-измерений является кривая распределения времен поперечной релаксации T_2 . Время релаксации для каждой индивидуальной поры определяется соотношением

$$\frac{1}{T_2} = \rho \frac{S}{V} + \frac{1}{T_{2\text{св}}}, \quad (1)$$

где $T_{2\text{св}}$ – время релаксации воды в свободном объеме; S и V – соответственно поверхность и объем поры; ρ – релаксационная активность породы, определяющая скорость релаксационных процессов у поверхности твердой фазы. Вследствие малости члена $1/T_{2\text{св}}$ выражение (1) чаще всего записывается в приближенной форме, где этим членом уравнения пренебрегают.

Отношение V/S представляет собой характеристический размер поры d_n , поэтому кривая распределения T_2 отражает распределение пор по размерам. В основу этих представлений положено предположение о том, что за время релаксации можно пренебречь взаимной диффузией из одной поры в соседнюю и, следовательно, считать, что вклад каждой индивидуальной поры определяется лишь ее собственным временем релаксации, зависящим от релаксационной активности скелета и отношения поверхности поры к ее объему [18].

В большинстве карбонатных коллекторов указанные условия выполняются и, значит, межпоровой диффузией можно пренебречь, а по распределению T_2 можно судить о распределении пор по размерам [4, 10]. Однако в тех карбонатных коллекторах, где развита внутризерновая пористость, эта закономерность нарушается из-за влияния происходящей за время релаксации диффузии между внутризерновыми и межзерновыми порами. В результате вклады соседних пор в распределение T_2 усредняются, а кривая распределения перестает отражать распределение пор по размерам. Хотя оценка общей пористости при этом не искажается, разделение насыщающей коллектор

размер макропор, тем меньше они подвержены влиянию диффузии, что согласуется с теоретическими соображениями и результатами моделирования. Для таких условий распределения T_2 , полученные с учетом и без учета диффузии, не отличаются друг от друга [14]. Наоборот, чем меньше размер макропор, тем сильнее правая мода смещается в сторону малых значений T_2 , при этом даже двумодальные распределения приближаются к одномодальным, причем положение моды, отвечающей микропорам, практически не смещается с изменением размера макропор [14, 24].

Исследования показали, что в порах, размер которых превышает 70 мкм, релаксация происходит с постоянной затухания, близкой к T_2 свободной воды. Из полученных данных следует, что величина в 10 мкм может быть принята в качестве граничного размера, разделяющего макропоры и микропоры.

В разрезах, где число макропор малого размера незначительно, влиянием диффузии на распределение T_2 можно пренебречь. Наоборот, для образцов, содержащих значительное число макропор малого размера, диффузия искажает связь размера пор и T_2 . Радиус пор r , при котором в карбонатах с внутризерновой пористостью межпоровая диффузия влияет на регистрируемое время релаксации, лежит в пределах, определяемых неравенством [14]:

$$2\rho T_{2\text{св}} < r < (DT_{2\text{св}})^{1/2}, \quad (4)$$

где $T_{2\text{св}}$ – время релаксации воды в свободном объеме; D – коэффициент диффузии, ρ – релаксационная активность.

В результате проведенных исследований показано, что в карбонатах с внутризерновой пористостью обычные подходы к определению по данным ЯМК эффективной пористости, содержания связанной воды и проницаемости не дают верных оценок, если пользоваться усредненным по площади значением $T_{2\text{гр}}$. Однако пока не удалось установить четких признаков, по которым на основе результатов ЯМК можно было бы выделить коллекторы с межзерновой пористостью. Для этих целей необходимо использовать данные петрографии.

Микрогеометрия порового пространства и распределение T_2 . В ряде работ [4, 19] предпринята попытка оценивать отношение d_n/d_k через ЯМР-параметры. Как это видно из формулы (1), характеристический размер пор d_n , определяемый отношением объема пор V к его поверх-

ности S , равняется произведению релаксационной активности на время поперечной релаксации:

$$d_n = \rho T_2 = V/S. \quad (5)$$

Поэтому величина d_n/d_k может быть заменена эквивалентным отношением $\rho T_2/d_k$ [4]. Величина ρT_2 может рассматриваться как значение T_2 , соответствующее релаксационной активности, равной единице, а отношение $\rho T_2/d_k$ как нормализованное значение T_2 , т. е. значение T_2 , приходящееся на один микрометр диаметра межпорового канала d_k при $\rho = 1$. Это выражение является безразмерным.

$$\rho T_2/d_k = (V/S)(1/d_k). \quad (6)$$

При вычислении отношения $\rho T_2/d_k$ рекомендовано использовать в качестве значений d_k и T_2 диаметр канала и величину T_2 , отвечающие модальным значениям соответственно на кривых ртутной порометрии и распределении времени релаксации [4]. Более сложным является определение релаксационной активности.

Когда в уравнении (1) можно пренебречь влиянием времени релаксации воды в свободном объеме, релаксационная активность ρ определяется из следующего уравнения:

$$\rho = V_p/ST_2. \quad (7)$$

Чтобы определить ρ , необходимо измерить время релаксации T_2 , не искаженное процессами диффузии, и с достаточной точностью измерять поверхность пор S . T_2 предложено оценивать путем использования только начальной стадии затухания сигнала ЯМР, когда ядерная намагниченность всех элементов образца еще одинакова и поэтому не подвержена влиянию диффузии, искажающей распределение T_2 . Определение S авторы предлагают осуществлять методом абсорбции азота [4].

Более простые подходы могут привести к серьезным ошибкам в определении ρ . При вычислении релаксационной активности по формуле (7) обычно вместо T_2 подставляется логарифмическое среднее $T_{2\text{лс}}$, определенное по кривой распределения этого параметра. Однако характер распределения T_2 у карбонатов зависит от типа породы. Пока-

зано [23], что, например, карбонаты с преимущественно гранулярным строением имеют широкое, часто двумодальное распределение T_2 , в то время как глинистые карбонаты характеризуются узким одномодальным распределением. Между тем у этих распределений, различающихся по виду, логарифмические средние значения T_2 ($T_{2\text{ср}}$) могут оказаться одинаковыми. Соответственно при прочих равных условиях величина ρ получится одинаковой, хотя у глинистых карбонатов релаксационная активность существенно ниже, чем у гранулярных.

Проведенные исследования показали, что по отношению $\rho T_2/d_k$ карбонатные коллекторы, по крайней мере присутствующие на месторождениях Ближнего Востока, делятся на несколько классов, различающихся отношением диаметра пор к диаметру межпоровых каналов [4]. В табл. 1, заимствованной из [4], даются значения нормализованного отношения, свойственные классам карбонатных коллекторов, различающихся характером пористости.

Следует отметить, что классификация карбонатных коллекторов по отношению $\rho T_2/d_k$, не распространяющаяся на разности с развитой внутризерновой пористостью, характеризует современное состояние пород с точки зрения их фильтрационных свойств и ядерно-магнитных характеристик и не обязательно отвечает геологической классификации карбонатов, которая, в основном, учитывает геологическую эволюцию породы, т. е. процессы осадконакопления и диagenеза. Поэтому в один и тот же класс микрогеометрии могут попасть различные литотипы семейства карбонатов. Из этого следует, что при определении фильтрационно-емкостных свойств карбонатных коллекторов, особенно проницаемости, классификация коллекторов и интерпретация результатов ГИС не могут базироваться только на данных о литотипе объекта исследования.

Таблица 1

Классификация карбонатов на основе соотношения диаметра пор и межпоровых каналов (по данным [4])

Класс микрогеометрии поровой системы	Нормализованное отношение $\rho T_2/d_k$
Малые поры	0,075
Межагрегатная пористость	0,15
Большое отношение d_p/d_k	0,3
Очень большое отношение d_p/d_k	1,2

Анализ литературных данных показывает, что несмотря на проведенные исследования [4] пока не ясно, что вызывает изменчивость релаксационной активности по площади, так как не найдено какой-либо зависимости между величиной этого параметра и иными параметрами, включая минералогию, содержание железа и марганца, глинистости и т. п. Между тем релаксационная активность существенно зависит от литофаций, изменяясь от 0,1 до 4 мкм/с [16, 19, 23].

Определение фильтрационных и емкостных свойств карбонатных коллекторов

Эффективная пористость и содержание связанной воды. Как известно [2, 18], определение долей общей пористости (k_d), приходящихся на свободный флюид (ИСФ) и связанную воду ($k_{\text{связ}}$), осуществляется путем деления площади, ограниченной кривой распределения T_2 , на две области, разграниченные определенной величиной T_2 – граничным значением $T_{2\text{гр}}$ (рис. 4). Определение $T_{2\text{гр}}$ на основе лабораторных измерений, проводимых при вытеснении воды из образцов пород, всегда отвечает действительности для данного конкретного образца. Однако применительно к карбонатным коллекторам статистически усредненное значение этой константы, полученное по группе лабораторных данных, не отвечает реальности при перенесении на пласты в условиях залегания. Это создает представление о существующем, но не объясненном до последнего времени разбросе значений $T_{2\text{гр}}$ не только от скважины к скважине, но и в пределах одной скважины. Поэтому в карбонатных разрезах уточнение граничного значения $T_{2\text{гр}}$ индивидуально для каждого пласта или определенных групп пластов является ключевой операцией количественной интерпретации данных ЯМК. Разрешению этой проблемы посвящен ряд исследований.

Один из вариантов решения задачи, предложенный в [4], сводится к тому, чтобы использовать для оценки $T_{2\text{гр}}$ нормализованное значение $\rho T_2/d_k$, которое отвечает классу микрогеометрии и в соответствии с изменением класса предсказуемо меняется. На рис. 5 схематически показано, как граничное значение $T_{2\text{гр}}$, соответствующее результатам центрифугирования, проводимого при стандартизованном давлении 7 кг/см^2 (100 psi), меняется в зависимости от класса микрогеометрии, т. е. по мере увеличения отношения $\rho T_2/d_k$. Оче-



Рис. 5. Схематическое представление зависимости граничного значения $T_{2гр}$ от нормализованного отношения $\rho T_2/d_k$ (на основе данных [4]): 1 – область очень низких отношений; 2 – область средних отношений; 3 – высокие отношения; 4 – очень высокие отношения

видно, что при обработке данных ЯМК выбор $T_{2гр}$ должен проводиться с учетом класса микрогеометрии индивидуально для каждого пласта.

Иной способ оценки $T_{2гр}$, учитывающий вариации структуры порового пространства карбонатов, предложен для водоносных карбонатных коллекторов Флориды [22]. На основе связи между нормализованной пористостью $k_{пн}$ и среднегеометрическим значением времени релаксации T_2 выделены три класса коллекторов, каждому из которых соответствует определенное значение $T_{2гр}$. Признаком принадлежности к одному из трех классов является отношение $T_{2м}/k_{пн}$, соответствующее классификационному уравнению:

$$\log T_{2м} = \log (k_{пн}) + \log [1 / (\rho S / V)], \tag{8}$$

где $T_{2м}$ – значение времени релаксации, отвечающее медианной величине размера пор, а $k_{пн}$ – нормализованная пористость:

$$k_{пн} = k_n / (1 - k_n). \tag{9}$$

Таблица 2

Классификация карбонатных коллекторов по граничному времени релаксации $T_{2гр}$ [22]

Класс	Отношение $T_{2м} / k_{пн}$, с	$T_{2гр}$, мс
1	$> 0,37$	128
2	0,073–0,37	85
3	0,073	6,5

Отношение $T_{2м}/k_{пн}$ принято в качестве критерия для отнесения карбоната к классу, характеризующемуся определенной величиной $T_{2гр}$. Классификация карбонатных коллекторов по величине $T_{2м}/k_{пн}$ приведена в табл. 2, заимствованной из [22].

При классификации коллекторов значения времени поперечной релаксации, превышающие 720–750 мс, во внимание не принимаются, так как относятся к кавернам, не связанным с системой пор.

Другой подход основан на уточнении граничного значения времени релаксации по признакам, выделяемым на кривой распределения T_2 [19]. Установлено, что $T_{2гр}$ связано с логарифмическим средним значением времени релаксации $T_{2лс}$ полностью водонасыщенного образца. Когда это значение смещается вправо, $T_{2гр}$ увеличивается. Замечено, когда крайняя правая мода возрастает, $T_{2гр}$ уменьшается. Это означает, что чем больше крупных пор, тем меньше остаточной воды. Граничное значение $T_{2гр}$ является также функцией первой моды, возрастая вместе с ростом последней.

В целом при двумодальном распределении T_2 граничное значение $T_{2гр}$ является функцией величины правой моды и ее логарифмического среднего $T_{2лсд}$ и величины первой (левой) моды. Получено уравнение регрессии, связывающее $T_{2гр}$ с параметрами распределения:

$$T_{2гр} = 0,0641 (M_d)^{-0,748} (T_{2лсд})^{1,042}, \tag{10}$$

где M_d – модальное значение распределения в области больших значений T_2 в долях суммы двух модальных значений распределения; $T_{2лсд}$ – среднегеометрическое значение T_2 последней составляющей двумодального распределения. Аналогичный подход применен и для непосредственного определения значения остаточной водонасыщен-

ности $S_{\text{во}}$ из эмпирического уравнения, связывающего амплитуды первой (M_6) и последней (M_d) мод распределения T_2 :

$$S_{\text{во}} = 0,492 (M_6)^{0,407} (M_d)^{-1,92}. \quad (11)$$

Оценка проницаемости. Со времени пионерских работ Козени для определения проницаемости пород было предложено множество зависимостей. В практике определения проницаемости по данным ЯМК широко используются две формулы. Одна из них предложена Дж. Коутсом (G. R. Coats) [12]. Она представляет развитие идей А. Тимура (A. Timur) [26].

Согласно этой формуле проницаемость выражается через общую пористость k_n , эффективную пористость $k_{\text{п.эф}}$, т. е. индекс свободного флюида (ИСФ), и долю пористости, занятую связанной водой $k_{\text{п.свз}}$ (индекс связанной воды – ИВ_{свз}).

$$k_{\text{пр}} = C_1 k_n^4 (k_{\text{п.эф}} / k_{\text{п.свз}})^2. \quad (12)$$

Кеньон (W. E. Kenyon) дает формулу другого вида, содержащую время релаксации [18]:

$$k_{\text{пр}} = C_2 k_n^4 T_{2\text{лс}}^2, \quad (13)$$

где $T_{2\text{лс}}$ – логарифмическое среднее распределения T_2 .

В данных формулах все аргументы устанавливаются индивидуально для каждого пласта в результате интерпретации данных ЯМК. Только калибровочные коэффициенты C_1 и C_2 определяются путем исследования кернов, характерных для конкретного геологического объекта.

В отличие от песчано-глинистых пород прямое применение формул (12) и (13) для карбонатов, как уже отмечалось, не всегда гарантирует приемлемую точность [4]. Поэтому намечается тенденция к усовершенствованию этих уравнений путем введения изменений, отвечающих особенностям конкретных геологических условий.

Авторы работы [4] считают, что уравнения (12) и (13) при использовании в карбонатных разрезах дают лучшие результаты, если показатель степени пористости принять равным 2 вместо 4. В других работах предлагается использовать в качестве показателя степени

пористости фактор цементации m в формуле Арчи. Как указывается в [4], при использовании в формуле (13) значения $T_{2\text{лс}}$, равного среднему для скважины значению релаксационной активности, вариации этой величины от скважины к скважине уменьшаются.

Формулы Коутса и Кеньона рекомендуется применять для определения проницаемости и в работах других исследователей, но с некоторыми вариациями, относящимися к выбору калибровочных коэффициентов и определению исходных параметров T_2 , k_n , $k_{\text{п.свз}}$.

Согласно [16, 19] калибровочные коэффициенты C_1 и C_2 изменяются в широком диапазоне – от 0,1 до 4,5 и существенно зависят от литофаций. В [23] показано, что одним из признаков литофаций является форма кривой распределения T_2 . Для глинистых карбонатов, характеризующихся узким распределением T_2 , C_2 принимается равным 0,04, а для гранулярных, у которых распределение охватывает широкий диапазон T_2 , C_2 близко к 0,4.

Более точно выбор коэффициента C_2 на основе учета ширины распределения T_2 может быть осуществлен введением в формулу (13) дополнительного множителя q , учитывающего фациальные особенности карбоната:

$$q = 10^{T_{2\text{н}}/T_{2\text{гл}}}, \quad (14)$$

где $T_{2\text{н}}$ и $T_{2\text{гл}}$ представляют собой соответственно ширину распределения T_2 исследуемого пласта и опорного глинистого (илистого) карбоната.

При использовании такого подхода формула (13) имеет следующий вид:

$$k_{\text{пр}} = C q k_n^2 T_{2\text{лс}}^2, \quad (15)$$

где коэффициент C принимается равным примерно 0,04 [23].

Авторы, однако, подчеркивают, что в условиях несогласия глинистые карбонаты из-за выщелачивания могут иметь высокую проницаемость. Это изменение отражается в расширении распределения T_2 , в то время как стандартный комплекс ГИС, в частности комплекс НК-ГГК, не отмечает этих изменений. Таким образом, описанный подход реализует своеобразную саморегуляцию формул определения проницаемости по данным ЯМК.

Опробование описанного подхода показало его эффективность: введение поправки в калибровочный коэффициент на основе учета конфигурации распределения T_2 индивидуально для каждого пласта позволило улучшить оценку проницаемости. Это иллюстрируется фрагментами результатов каротажа в сопоставлении с определением проницаемости на кернах (рис. 6) [23]: при практически не изменяющемся по разрезу логарифмическому среднему значению времени релаксации $T_{2лс}$ изменение коэффициента q в соответствии с изменением конфигурации распределения T_2 позволяет получать приемлемые по точности значения проницаемости.

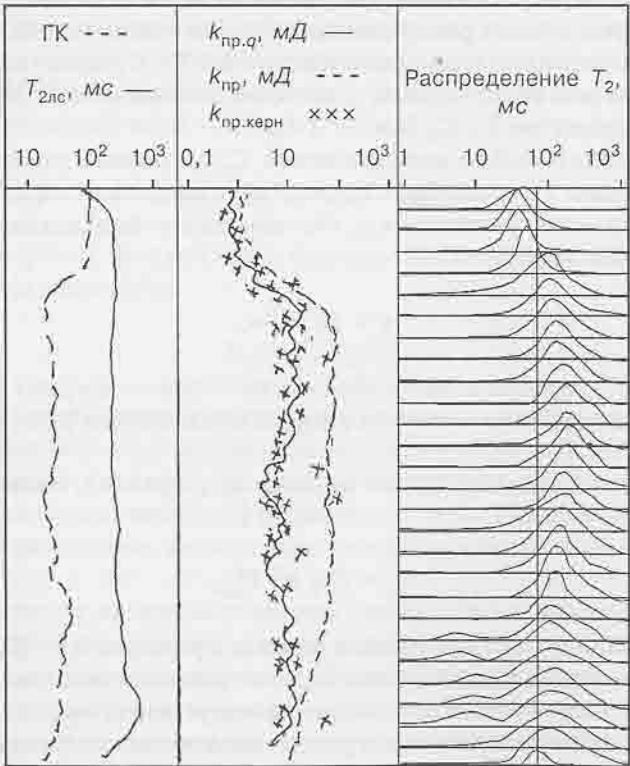


Рис. 6. Сопоставление значений проницаемости, полученных по кернам ($k_{пр.к}$) и по данным ЯМК с учетом ($k_{пр.г}$) и без учета ($k_{пр}$) формы кривых распределения T_2 (схематическое представление на основе данных [23])

Однако авторы отмечают, что при использовании этой методики надо осторожно относиться к интерпретации формы кривой распределения T_2 , так как на нее влияют многие факторы – наличие углеводородов, каверн, тип промывочной жидкости, низкая пористость и др. Например, крупные сообщающиеся каверны обычно заполняются промывочной жидкостью, что приводит к общему снижению T_2 и, следовательно, к занижению величины проницаемости. Однако в такой ситуации положение спасает анализ изображения стенки скважины, по которому можно установить наличие больших каверн и, по крайней мере, выявить высокопроницаемые зоны. Мелкие сообщающиеся каверны обычно промывочной жидкостью не заполняются и им соответствуют большие значения T_2 .

Другой подход предложен в [7]. Авторы предлагают определять калибровочный коэффициент C_1 для формулы Коутса (12) индивидуально для каждого пласта на основе многомерной регрессии. При этом в качестве независимых переменных предлагается использовать комплекс данных ГИС, включающих результаты ЯМР. Более того, в число независимых переменных включается и проницаемость, определенная в одном варианте уравнения по данным волн Стоунли, а в другом – по данным ЯМК.

$$C_1 = -2433 + 20 (\Delta I_{ГК}) - 291(k_{гд}) - 911(k_{прК}) + 33451(k_{п.свз}) + 37617 (k_{п.эф}) + 1,3 (T_{2лс}) + 30669 (k_{пЯМК}) + 710 (d_3) \tag{16}$$

$$C_1 = -0,26 - 0,058 (\rho_{пз}) - 0,0015 (\rho_{сф}) - 0,037 (k_{прSTN}) - 0,078 (k_{п.эф}) + 0,077 (T_{2лс}), \tag{17}$$

где $\Delta I_{ГК}$ – отсчеты по кривой ГК; $k_{гд}$ – глинистость; $k_{прК}$ и $k_{прSTN}$ – проницаемость, определенная соответственно по формуле Кеньона (3) и по показаниям волн Стоунли; $T_{2лс}$ – логарифмическое среднее времени релаксации T_2 ; $\rho_{пз}$ – сопротивление промытой зоны; $\rho_{сф}$ – сопротивление по данным сферически фокусированного зонда; $k_{пЯМК}$ – пористость по данным ЯМК; d_3 – плотность зерен.

Коэффициенты корреляции в уравнениях (16) и (17) колеблются для карбонатов разного типа в значительных пределах – от 0,35 до 0,85. Приведенные уравнения реализуют, по существу, один шаг ите-

ративного процесса, так как в число неизвестных уравнения уже входит проницаемость, определенная по парной связи данных воли Стоунли или данных ЯМК с проницаемостью. Удаление этих членов из уравнений наиболее сильно снижает коэффициент корреляции. Как утверждают авторы [19], описанный подход повысил точность определения проницаемости.

Область рационального применения уравнений Коутса и Кеньона различна: при выполнении указанных рекомендаций уравнение Кеньона (13) лучше работает в карбонатах агрегатных, с большим и очень большим отношением T_2/d_k , т. е. при низкой проницаемости, а уравнение Тимура/Коутса (12) – при малых отношениях T_2/d_k , когда проницаемость относительно велика. Преимуществом этого уравнения является то, что в нем отсутствует время релаксации: при использовании формулы Кеньона наличие нефти в пласте искажает распределение T_2 и, следовательно, изменяет величину $T_{2\text{ле}}$, что может привести к искажению вычисляемой по формуле проницаемости. В реальных условиях, когда обрабатываются данные ЯМК, полученные приборами фирмы Шлюмберже (CMR), это, однако, не происходит, так как радиальная глубинность исследования этих приборов лежит в промытой зоне.

В работе [22] рекомендуется оценивать проницаемость по параметру, называемому индикатором зоны потока ИЗП (Flow zone indicator – FZI). Этот параметр вычисляется с помощью выражения, в которое входят нормализованная пористость $k_{\text{пн}}$ и индекс связанной воды ИВ_{свз} (bound volume index – BVI), т. е. $k_{\text{п.свз}}$:

$$\text{ИЗП} = \left\{ \frac{b[1 - (k_{\text{п.свз}} / k_{\text{п}})]}{1 + a[(k_{\text{свз}} / k_{\text{п}}) - 1]} \right\}^c, \quad (18)$$

где параметры a , b , c определяются по результатам лабораторных исследований (в опубликованной работе они даются с точностью до четвертого знака): $a = 1,05$; $b = 0,0946$; $c = 0,337$. Проницаемость определяется следующим образом:

$$k_{\text{пр}} = 1014 \text{ ИЗП}^2 [k_{\text{п}}^3 / (1 - k_{\text{п}})^2]. \quad (19)$$

Судя по приведенным данным, оценка проницаемости, полученная этим методом, видимо, не очень хорошо совпадает с керновыми данными.

В работе [19] рекомендуется оценивать проницаемость, если распределение T_2 двумодально:

$$k_{\text{пр}} = 0,0939 (M_{\text{м}})^{-1,8156} (M_{\text{б}})^{4,552}, \quad (20)$$

где $M_{\text{м}}$ и $M_{\text{б}}$ – модальные значения распределения T_2 соответственно в области малых и больших T_2 в долях от их суммы.

Формула (20) становится неприменимой, когда составляющие распределения перекрываются и определить отдельно $M_{\text{м}}$ и $M_{\text{б}}$ невозможно. Указывается, что эта формула намного лучше, чем формулы Коутса (12) и Кеньона (13), однако по представленным в работе результатам вряд ли можно считать приведенное уравнение достаточно надежным: разброс данных относительно уравнения регрессии составляет более одного порядка.

Многочисленные работы посвящены оценке проницаемости на основе привлечения фрактального анализа [3] и методов искусственного интеллекта [7]. Для меловидных карбонатов установлено наличие фрактальных свойств при фрактальной мерности D , лежащей в пределах от 1,24 до 1,74, что отвечает фрактальным соотношениям. В отличие от мела у каверпозных и других неоднородных карбонатов фрактальные свойства не обнаруживаются. Для коллекторов в виде мела предложено уравнение, связывающее проницаемость с пористостью через фрактальную мерность:

$$k_{\text{пр}} = C k_{\text{п}}^{(4-D)/D}, \quad (21)$$

где D – фрактальная мерность мела.

В целях пренебречь использованием усредненных констант, полученных в результате лабораторных исследований кернов, для определения проницаемости использованы [7] данные комплекса ГИС, которые предложено обрабатывать двумя методами: многомерным регрессионным анализом (MRA) и с использованием искусственных нейронных сетей (artificial neural network – ANN). Сочетание этого метода с анализом данных ЯМК позволяет повысить надежность оценок, получаемых с помощью ЯМК [23]. Рекомендуются набор данных включает удельное сопротивление, результаты акустического, плотностного, гамма- и нейтронного каротажа, а также ЯМК и иногда компонентные данные газового каротажа. Этот набор варь-

уруется, поскольку в каждом конкретном уравнении в качестве независимых переменных выбираются те геофизические параметры, которые дают наиболее высокий коэффициент парной корреляции с проницаемостью.

Уравнения, полученные этим способом, не являются универсальными. Коэффициенты корреляции, которыми авторы исследования характеризуют тесноту универсальных связей, не превышают 0,2–0,3, поэтому для каждой литологической разновидности карбоната в пределах определенной площади подбирается отдельное уравнение. В этом случае для некоторых типов карбонатов, например, брекчиевидных, удастся получить более высокие коэффициенты корреляции – от 0,76 до 0,85. Для большинства неоднородных коллекторов удовлетворительных уравнений получить не удалось [7].

Осложняющие факторы

Кавернозность и трещиноватость. Каверны независимо от того, входят ли они в систему сообщающихся пор или нет, вносят соответствующий их объему вклад в оценку общей пористости, осуществляемой по данным ЯМК. Вследствие больших размеров каверны выделяются на фоне сигналов от других пор повышенным значением времени поперечной релаксации, благодаря чему долю пористости, приходящуюся на каверны, легко выделить. Считается, что сигналы с T_2 , превышающим 750 мс, относятся к кавернам [10]. Поскольку каверны мало влияют на проницаемость коллектора, при расчете этого параметра долю общей пористости, приходящуюся на каверны, обычно отбрасывают [10, 19].

Осложнения могут возникать в случаях, когда в крупные каверны, имеющие сообщения со скважиной, попадает промывочная жидкость, снижающая время релаксации [19, 23]. В описанной ситуации выделить наличие каверн по данным ЯМК не всегда удастся, поэтому для установления наличия каверн рекомендуется использовать панорамные изображения стенки скважины, полученные либо электрическими микроустановками [6] (Formation Micro-Imager (FMI)), либо ультразвуковыми приборами типа Ultrasonic Borehole Imager (UBI) [20]. На этих изображениях каверны, пересеченные стенкой скважины, отмечаются достаточно четко, благодаря чему при компьютерной обработке данных может быть сделана оценка каверно-

вой пористости, а на основе этих данных результаты ЯМК могут быть правильно проинтерпретированы.

Наличие трещин в карбонатном коллекторе не вносит искажений в результаты ЯМК, поскольку в зависимости от раскрытия трещин и их объема они вносят пропорциональный вклад в ту или иную часть распределения времени продольной релаксации. Если трещины широко открыты, то в плотных трещиноватых карбонатах T_2 будет достаточно велико. Однако чаще всего вклад трещин в общий объем поровой системы, как правило, мал и, главное, не может быть выделен в результатах ЯМК по каким-либо признакам. Вместе с тем проницаемость коллектора решающим образом зависит от наличия трещин, их размеров и характера пространственной ориентации.

Поскольку наличие трещин не отражается на каких-то особенностях кривой распределения T_2 , все приведенные приемы определения проницаемости карбонатных коллекторов дают, по существу, оценку проницаемости матрицы, т. е. рассчитаны на нетрещинные разновидности карбонатов. Трещиноватость может быть установлена по результатам панорамного сканирования стенок скважины, которая позволяет оценить апертуру и расположение трещин. Эти данные чрезвычайно важны для выявления и оценки интенсивности развития и направления трещиноватости, однако они не могут быть использованы для количественной оценки доли проницаемости, связанной с трещинами. Чтобы оценить общую проницаемость, рекомендуется комплексировать ЯМК с акустическими методами с использованием волн монопольного и дипольного вариантов исследования. Выделение волн Стоунли позволяет оценить общую проницаемость, а сопоставление с ЯМК делает возможным разделение вкладов трещинной и матричной проницаемости [20, 22, 23].

Связь лабораторных и скважинных данных. Как показал опыт, относящийся к карбонатам, перенос лабораторных данных на результаты каротажа не всегда выполняет роль калибровки данных ЯМК по кернам. Причина, вызывающая несоответствие скважинных и лабораторных условий, пока не установлена и не объяснена. Предположительно могут влиять два фактора. Один из них состоит в том, что температура, при которой производятся лабораторные ЯМР-измерения, существенно отличается от температуры пласта. Другой фактор связан с различным характером насыщения коллектора в пластовых и лабораторных условиях: лабораторные измерения прово-

дятся при полном насыщении образцов водой, а в скважинных условиях в коллекторе могут содержаться углеводороды. Что из этих двух факторов в действительности влияет наиболее сильно, очень важно для определения проницаемости [22].

В нефтенасыщенных коллекторах при определении проницаемости рекомендуется ориентироваться на короткие компоненты распределения T_2 . Нефть может исказить логарифмическое среднее значение $T_{2лс}$ и поэтому нарушить разделение пор на мезо- и макропоры. Чтобы при определении проницаемости учесть влияние температуры, можно использовать все распределение T_2 , но полученную по лабораторным данным формулу нужно приспособить к скважинным условиям. При температуре 130 °С T_2 увеличивается на 30% по сравнению с ее величиной при комнатной температуре. Это обстоятельство может в определенной степени объяснить различие между лабораторными и скважинными результатами, поэтому рекомендуется вводить в данные ЯМК, в том числе и в $T_{2гр}$, соответствующие изменения. Такого рода поправка нужна при проведении ЯМК прибором типа MRIL, зона исследования которого лежит, как правило, за пределами промытой зоны. При использовании прибора CMR фирмы Шлюмберже, имеющем малую глубину исследования, T_2 практически не искажается, так как углеводороды в зоне исследования вытеснены фильтратом. В нефтеносной части разреза распределение T_2 из одномодального часто превращается в двумодальное. Присутствие в образце легкой нефти не мешает определению ИСФ и объема связанной воды по распределению T_2 .

Заключение

Применение результатов ЯМК в карбонатных разрезах, как правило, не встречает осложнений при выделении коллекторов и оценке общей пористости. Однако несмотря на значительные усилия ряда исследователей, пока еще не разработана такая повсеместно апробированная и общепринятая методика количественной интерпретации данных ЯМК, которая позволила бы в карбонатах различного типа корректировать граничное значение $T_{2гр}$ и оценивать с приемлемой точностью остаточную водонасыщенность и проницаемость.

Благодаря проведенным работам достигнуто существенное усовершенствование ряда приемов интерпретации данных ЯМК, опробо-

ванных в ограниченном объеме и не связанных единой концепцией. К числу основных достижений следует отнести расширение представлений о параметрах порового пространства карбонатных коллекторов, влияющих на ЯМР-характеристики карбонатов и на их фильтрационные свойства. Выявлены ключевые характеристики порового пространства – отношение диаметра пор к диаметру межпоровых каналов и нормализованное время продольной релаксации. Введенные характеристики позволяют разделить карбонатные коллекторы на классы, каждому из которых свойственны определенные значения граничного времени поперечной релаксации. Это, в свою очередь, делает возможным выбор граничного значения $T_{2гр}$ индивидуально для каждого пласта и, следовательно, получить по данным ЯМК более точные значения эффективной пористости и остаточной водонасыщенности карбонатных коллекторов.

Предложен ряд приемов определения проницаемости матрицы. Существенным усовершенствованием представляется дифференцированный подход к подбору калибровочных коэффициентов в формулах определения проницаемости, основанный на классификации карбонатных коллекторов по их ЯМР-характеристикам. Этот подход позволяет использовать определенные признаки кривой распределения времени поперечной релаксации для классификации коллекторов и тем самым создавать предпосылки для повышения эффективности определения проницаемости коллекторов.

Недостатком применения ЯМК в карбонатных разрезах является невозможность учета трещиноватости. Поскольку все приемы определения проницаемости, основанные на ЯМР-измерениях, относятся только к матрице, они не могут использоваться для характеристики общей проницаемости трещиноватых коллекторов. Поэтому при изучении карбонатных коллекторов рекомендовано анализировать панорамные изображения стенок скважин, характеризующие степень развитости и направленность трещин, и тем самым оценивать качественно трещинную составляющую проницаемости.

Ограниченные успехи в определении проницаемости по данным ГИС, в том числе ЯМК, объясняются, видимо, тем, что для определения динамической характеристики коллектора, которой является проницаемость, используются статические параметры. Это неизбежно ограничивает методику установления косвенных зависимостей, обеспечивающих получение лишь оценочных данных.

ЛИТЕРАТУРА

1. Аксельрод С. М. Петрофизическое обоснование ЯМК в поле магнитов // НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. 1999. Вып. 59. С. 28–47.
2. Аксельрод С. М. Схемы совместной интерпретации данных ЯМК и стандартного комплекса ГИС // НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. 1999. Вып. 65. С. 25–39.
3. Аксельрод С. М. Теория фракталов и ее применение в геологии и геофизике. 2002.
4. Allen D. F., Boyd A., Massey J., Fordham F. J., Amabeoku M. O., Kenyon W. E., Ward W. B. The Practical Application of NMR Logging in Carbonates: 3 Case Studies, SPWLA 42nd Annual Logging Symposium, June, 17–20, 2001. Paper K.
5. Akkurt R., Bailey S., Minero C. The Role of NMR in the Interpretation of Complex Carbonate Reservoir. The SPWLA 41st Annual Logging Symposium, Dallas, Texas, June, 4–7, 2000. Abstracts.
6. Ausbrook R., Hurley N. F., May A., Neese D. G. SPE 56506. Pore-Size Distribution in Vuggy Carbonates From Core Images, NMR, and Capillary Pressure. 1999. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, October, 1999.
7. Babadagli T., Al-Salmi S. Improvement of Permeability Prediction for Carbonate Reservoirs Using Well Logging Data. SPE 77396, SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition held in Melbourne, Australia, 8–10 October, 2002.
8. Borgia G. C., Bortolotti V., Fantazzini P. SPE 56787. Magnetic Resonance Relaxation-Tomography to Assess Fractures Induced in Vugular Carbonate Cores. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, October, 1999.
9. Buller D. Low Resistivity Carbonate Evaluation Using NMR Time Domain Analysis. Petrophysics, Vol. 41, No. 2, The SPWLA 41st Annual Logging Symposium, Dallas, Texas, June, 4–7, 2000. Abstracts.
10. Chang Dahai, Vinegar Harold, Morriss Chris, Straley Chris. Effective Porosity, Producing Fluid, and Permeability in Carbonates from NMR Logging. The Log Analyst, 1997. Vol. 38, No 2, P. 60–72.
11. Chanh Cao Minh, Gubelin G., Ramamoorthy R., McGeoch S. Sonic-Magnetic Resonance Method: A Sourceless Porosity Evaluation in Gas-Bearing Reservoirs, Reservoir Evaluation & Engineering, CPE SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2001. Vol. 4, No. 3, P. 209–220.
12. Coats G. R., Dumanoir J. L. A New Approach to Improved Log-derived Permeability. The Log Analyst, 1974. Vol. 15, No 1, P. 17–31.
13. Flaum C., Guru U., Banjee S. Saturation Estimation from Magnetic Resonance Measurements in Carbonates. Petrophysics, Vol. 41, No. 2, The SPWLA 41st Annual Logging Symposium, Dallas, Texas, June, 4–7, 2000. Abstracts.

14. Hackert C. L., Parra J. O. Simulating NMR Magnetization Diffusion in a Real Carbonate Pore System. Petrophysics, 2002. Vol. 43, No 5, P. 425–434.
15. Hamada G. M., Al-Behed M. S., Al-Awad M. N. SPE 56789. Determining Petrophysical Properties of Low Resistivity Reservoirs Using Nuclear Magnetic Resonance Logs. 1999 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, October, 1999.
16. Hidajat I., Mohanty K. K., Flaum M., Hirasaki G. Study of Vuggy Carbonates Using X-Ray CT Scanner and NMRB. SPE 77396, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, 29 September – 2 October, 2002.
17. Horkowitz J. P., Clerke E. A., Hartman D. E., Vinegar H. J., Morriss C. E., Straley C. Residual Oil Saturation Measurements in Carbonates with Pulsed NMR Logs. The Log Analyst, 1977. Vol. 38, No 2, P. 73–83.
18. Kenyon W. E. Petrophysical Principles of Application of NMR Logging. The Log Analyst, 1997. Vol. 38, P. 21–46.
19. Mai An Kantzas Aposotolos. An Evaluation of the Application of Low Field NMR in the Characterization of Carbonate Reservoirs. SPE 77401. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, 29 September – 2 October, 2002.
20. Mengual Jean-Francois, Recinos Laura Morales, Ho Elizabeth Sanches, Hernandez Francisco Garcia. Formation Evaluation in Southern Mexico's Low-Porosity Fractured Carbonate Rocks Using Imaging and NMR Tools. SPWLA 41st Annual Logging Symposium, June, 4–7, 2000.
21. Morales L., Sanches E., Mengual J-F., Schlumberger. Formation Evaluation in Southern Mexico's Low-Porosity Fractured Carbonate Rocks Using Imaging and NMR Tools. Petrophysics, 2000. Vol. 41, No. 2, The SPWLA 41st Annual Logging Symposium, Dallas, Texas, June, 4–7, 2000. Abstracts.
22. Parra J. O., Hackert C. L., Collier H. A., Bennet M. NMR and Acoustic Signatures in Vuggy Carbonate Aquifers. SPWLA 42nd Annual Symposium, June, 17–20, 2001. Paper II.
23. Quintero L., Boyd A., Gyllenstein A., El-Wazeer F. SPE 56798. Comparison of Permeability from NMR and Production Analysis in Carbonate Reservoirs. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, October, 1999.
24. Ramakrishnan T. S., Schwartz L. M., Fordham E. J., Kenyon W. E., Wilkinson D. J. Forward Models for Nuclear Magnetic Resonance in Carbonate Rocks. The Log Analyst, 1999. Vol. 40, No 4, P. 260–270.
25. Song Y.-Q., Lisitz N. V., Allen D. F., Kenyon W. E. Pore Geometry and its Geological Evolution in Carbonate Rocks. Petrophysics, 2002. Vol. 43, No. 5, P. 420–424.
26. Timur A. Pulse Nuclear Magnetic Resonance Studies of Porosity, Movable Fluid, and Permeability of Sandstones. Journal of Petroleum Technology, 1969. Vol. 21, P. 775–786.

ОБ АВТОРЕ



Аксельрод
Самуил Михайлович

Доктор технических наук, профессор. Окончил в 1947 г. Азербайджанский индустриальный институт. Основные научные интересы – разработка геофизических методов исследований скважин и интерпретация данных ГИС. Автор более 160 научных работ и 60 авторских свидетельств на изобретения. В настоящее время проживает в США.

E-mail: samaks@bellatlantic.net