

Т. А. Янушенко^{1,2}✉, Н. А. Голиков^{1,3,4}, Л. А. Рыбалкин⁵, В. Г. Смирнов², М. Й. Шумскайте^{1,2}

Повышение достоверности определения типа насыщающего флюида на основе анализа двумерных карт времен ядерной релаксации

¹ Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН), г. Новосибирск, Российская Федерация

² Институт неорганической химии им. А. В. Николаева Сибирского отделения Российской академии наук (ИНХ СО РАН), г. Новосибирск, Российская Федерация

³ Новосибирский государственный университет (НГУ),
г. Новосибирск, Российская Федерация

⁴ Новосибирский государственный технический университет (НГТУ),
г. Новосибирск, Российская Федерация

⁵ Институт горного дела им. Н. А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук (ИГД СО РАН), г. Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: yanushenkota@ipgg.sbras.ru

Аннотация. В нефтегазовой отрасли ядерно-магнитная резонансная (ЯМР) релаксометрия является эффективным инструментом для изучения характеристик пород-коллекторов (таких как пористость, проницаемость, степень насыщенности), анализа состава и определения типа пластовых флюидов. В работе исследуются возможности ЯМР-релаксометрии для анализа структуры порового пространства образцов керна и определения типа насыщающих их флюидов. Основное внимание уделено совместной интерпретации времен продольной и поперечной релаксации. Показано, что стандартный анализ спектров только времен поперечной релаксации не всегда позволяет точно определить тип флюида, особенно при смешанном насыщении, в то время как 2D-карты значительно повышают достоверность интерпретации. Кроме того, продемонстрирована возможность качественной оценки вязкости проб нефтей по соотношению времен продольной и поперечной релаксации. Важно отметить, что использование двумерных карт времен релаксации существенно расширяет потенциал метода ЯМР-релаксометрии, обеспечивая более точное определение типа насыщающего флюида и его свойств.

Ключевые слова: ЯМР-релаксометрия, времена продольной и поперечной релаксации, насыщающий флюид, двумерные карты

T. A. Yanushenko^{1,2}✉, N. A. Golikov^{1,3,4}, L. A. Rybalkin⁵, V. G. Smirnov², M. Y. Shumskayte^{1,2}

Improving the reliability of saturating fluid type determination based on the analysis of two-dimensional maps of nuclear relaxation times

¹ A. A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russian Federation

² A. V. Nikolaev Institute of Inorganic Chemistry, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (INC SB RAS), Novosibirsk, Russian Federation

³ Novosibirsk State University (NSU), Novosibirsk, Russian Federation

⁴ Novosibirsk State Technical University (NSTU), Novosibirsk, Russian Federation

⁵ N.A. Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (IGD SB RAS), Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: yanushenkota@ipgg.sbras.ru

Abstract. In the oil and gas industry, nuclear magnetic resonance (NMR) relaxometry is an effective tool for studying reservoir rock properties (such as porosity, permeability, and saturation), analyzing composition, and determining fluid types. This study explores the capabilities of NMR relaxometry for analyzing the pore structure of core samples and identifying the types of saturating fluids. The focus is on the joint interpretation of longitudinal and transverse relaxation times. It is shown that standard analysis based only on transverse relaxation time spectra does not always allow for precise fluid typing, especially in cases of mixed saturation, whereas 2D maps significantly improve interpretation reliability. Additionally, the possibility of qualitatively assessing oil viscosity based on the ratio of longitudinal to transverse relaxation times is demonstrated. Importantly, the 2D relaxation time mapping method substantially expands the potential of NMR relaxometry method, enabling more accurate determination of saturating fluid type and its properties.

Keywords: NMR relaxometry, longitudinal and transverse relaxation times, saturating fluid, two-dimensional maps

Введение

Ядерно-магнитная резонансная (ЯМР) релаксометрия является одним из информативных неразрушающих методов исследования пористой среды и флюидного насыщения в нефтегазовой геологии. Физической основой метода служит взаимодействие ядерных спинов протонов флюида с внешним магнитным полем, характеризующееся временами релаксации - спин-решеточной, продольной (T_1) и спин-спиновой, поперечной (T_2). Эти характеристики несут информацию о физико-химических свойствах флюидов и их расположении относительно стенок пор, что делает ЯМР уникальным инструментом для изучения поровой структуры и свойств флюидов [1].

Обычно в петрофизических исследованиях используется анализ распределения времен поперечной релаксации T_2 , получаемых при помощи CPMG последовательности, которая позволяет оценивать распределение пор по размерам. Однако, как отмечают авторы [2], такой подход может оказаться недостаточным при изучении образцов со смешанным насыщением, поскольку разные флюиды могут иметь перекрывающиеся T_2 -спектры.

Прорывом в этой области стало развитие двумерной ЯМР-релаксометрии (T_1 - T_2), основанной на комбинации импульсных последовательностей IR (инверсия-восстановление) и CPMG [3].

Методы и материалы

При стандартном использовании метода ЯМР получают распределение времен поперечной релаксации T_2 . Интерпретация результатов позволяет делать выводы о структуре порового пространства, а именно о распределении насыщенных флюидом пор по размеру.

Для получения карт времен продольной и поперечной релаксации используется IR-CPMG последовательность (рис. 1). Ее главное отличие от CPMG последовательности, используемой для получения спектра времен поперечной релаксации, заключается в подаче предварительного радиочастотного (РЧ) импульса, инвертирующего магнитные моменты протонов водорода, и в ожидании восстановления системы в течение итеративного времени τ_1 . Затем подается РЧ

импульс, переводящий магнитные моменты в поперечную плоскость, что в свою очередь является началом CPMG последовательности. В этот момент сигнал может быть зарегистрирован и использован для получения спектра времен продольной релаксации T_1 . При помощи последующей CPMG последовательности получают спектр поперечной релаксации T_2 . Дальнейшее решение уравнения Фредгольма второго рода с неизвестными T_1 и T_2 позволяет получить двумерную матрицу, которую возможно отобразить в виде карты.

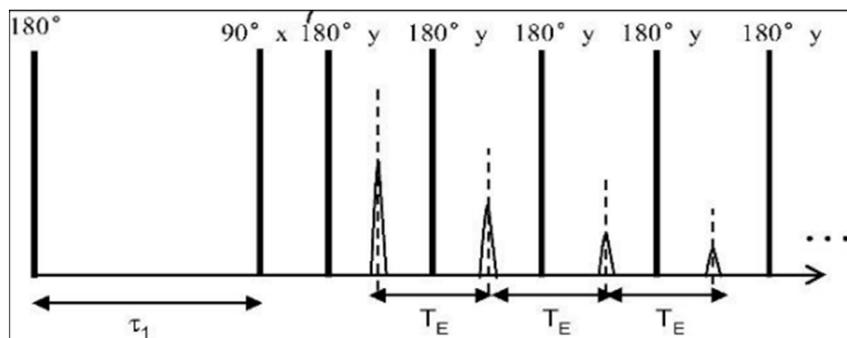


Рис. 1. Схема серий импульсов ЯМР-экспериментов при IR-CPMG-последовательности [4]

В работах [2, 3] приведены диапазоны времен продольной и поперечной релаксации для некоторых типов флюидов (рис. 2). Стоит отметить, что карты T_1 - T_2 получены для прибора с рабочей частотой 22 МГц, но общие закономерности действительны и для более низких частот. Флюиды, находящиеся в свободном объеме, имеют отношение $T_1/T_2 \sim 1$. Это означает, что максимум сигнала лежит на главной диагонали. Для насыщающих поровое пространства флюидов отношение T_1/T_2 всегда больше 1. Для битумов и керогена это отношение может достигать нескольких сотен.

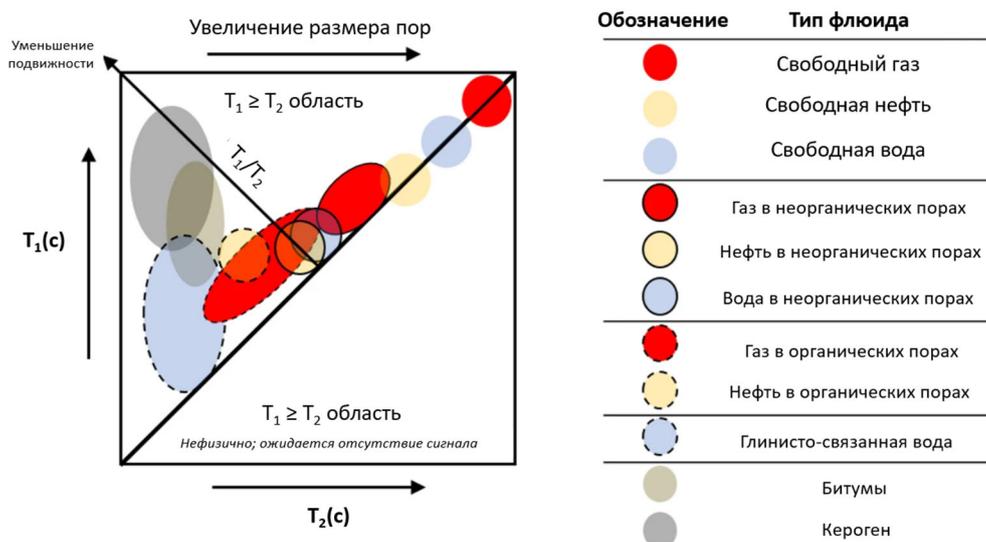


Рис. 2. Карта времен релаксации T_1 - T_2 для разных типов флюидов [2]

В настоящей работе измерения проводились на ЯМР-анализаторе «Micro12-040V» (производство Niumag, Китай) с индукцией магнитного поля 0,28 Тл, рабочей частотой 12 МГц и расстоянием между эхо-импульсами 0,1 мс, температура магнитной системы 32°C.

В работе использовались следующие образцы:

- Образцы угля диаметром 30 мм и длиной от 38 до 43 мм.
- Насыпные образцы, состоящие из шариков спеченной сажи с размерами частиц порядка 2 мм. Образцы помещались в ЯМР прибор в специальной ячейке, которая могла выдержать дополнительное давление для донасыщения метаном.
- Пробы нефти разной вязкости, находящиеся в свободном объеме.

Результаты и обсуждение

Карты T_1 - T_2 позволяют определить тип флюида в том случае, когда по спектру T_2 это сделать невозможно. Рассмотрим такой случай на примере образца угля. Спектр времен T_2 (рис. 3) имеет одномодальный вид, что свидетельствует о насыщении образца флюидом одного типа, например, глинисто-связанной водой. Но при совместной интерпретации времен T_1 и T_2 становится ясно, что образец насыщен не только водой, так как спектр времен T_1 имеет бимодальный вид (рис. 4). Высокоамплитудный пик соответствует воде, второй пик, согласно источникам, соответствует битумам. Низкоамплитудный пик на значениях T_2 от 0.01 до 0.1 является артефактом математической обработки. Использование карт T_1 - T_2 позволило в данном случае определить типы флюидов, а при последующей обработке можно оценить и соотношение насыщающих флюидов.

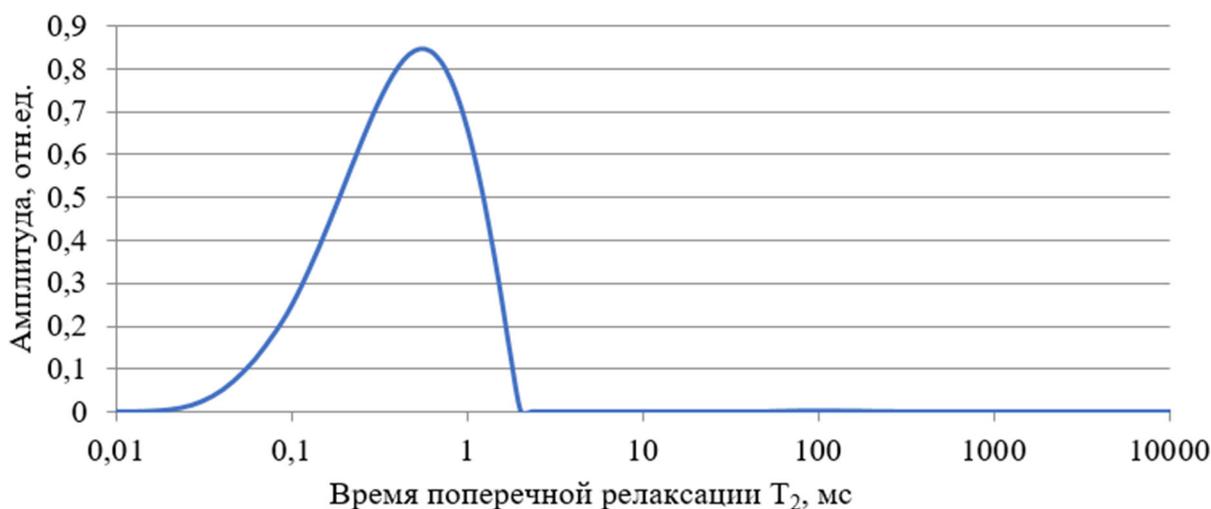


Рис. 3. Спектр времен поперечной релаксации T_2 образца угля

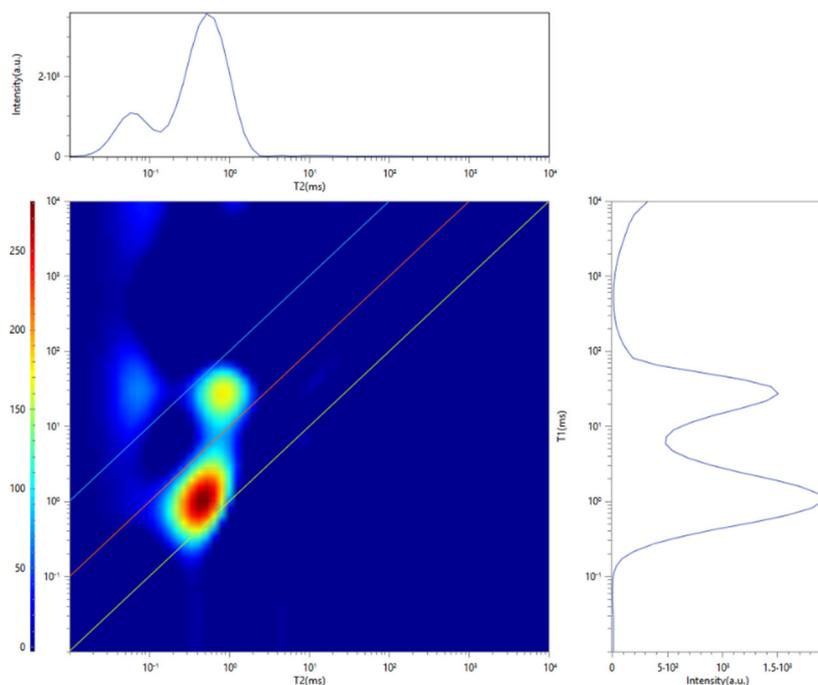


Рис. 4. Карта времен релаксации T_1 - T_2 образца угля

На рис. 5 представлены спектры T_2 насыпного образца, состоящего из шариков спеченной сажи. В случае А образец насыщен только водой. В случае Б этот образец находится под давлением и донасыщен метаном. Для создания высокого давления метана использовалась измерительная ячейка из немагнитного материала (высокопрочный пластик РЕЕК), содержащего небольшое количество атомов водорода, создающих ЯМР-отклик при измерениях. Рассматривая спектр Б, невозможно точно определить, не зная априорной информации, что насыщение смешанное. А это в свою очередь может повлечь ошибки при интерпретации результатов.

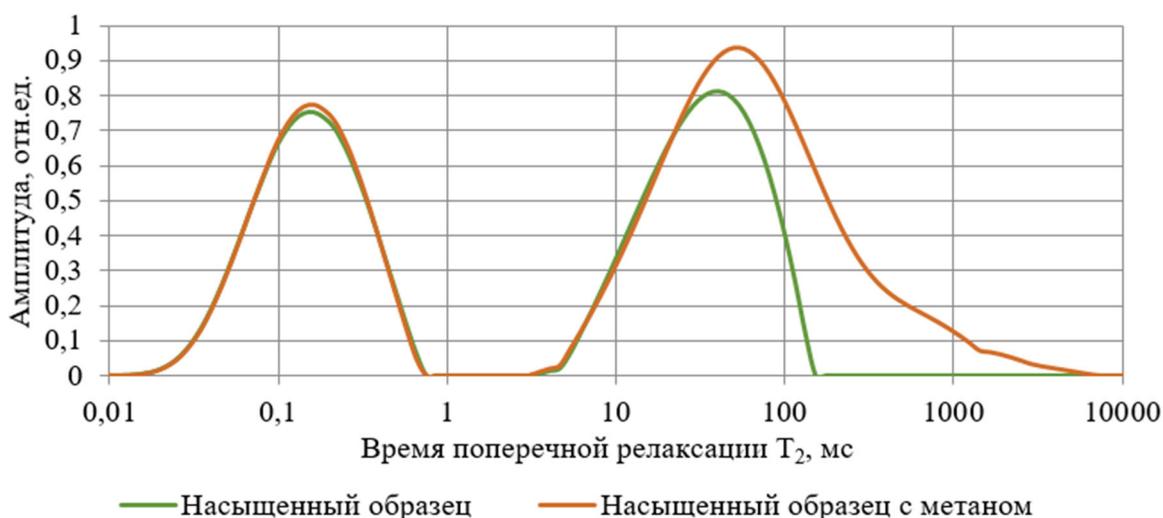


Рис. 5. Спектры времен поперечной релаксации T_2 для образца спеченной сажи А) насыщенного водой; Б) насыщенного водой и метаном

Анализ карт времен релаксации T_1 - T_2 (рис 6) позволяет определить, что образец содержит в поровом пространстве два флюида – газ и воду. При этом времена релаксации T_1 и T_2 совпадают с рассматриваемыми временами в работе [2]. На рис. 6А и 6Б высокоамплитудное пятно, соответствующее малым временам поперечной релаксации, является сигналом от измерительной ячейки, а не сигналом от глинисто-связанной воды. Это было подтверждено с помощью карты T_1 - T_2 , полученной от не содержащей образец ячейки. Высокоамплитудное пятно сохранялось и было расположено в том же месте – времена $T_1 \sim 700$, $T_2 \sim 0.1$, отношение $T_1/T_2 \sim 7000$.

На рис. 6А представлена карта для насыщенного водой образца. На рис. 6Б после донасыщения газом над пиком воды появляется дополнительный пик, который соответствует временам релаксации метана. Как и в случае образца угля, карты T_1 - T_2 позволили определить смешанное насыщение, в отличие от спектров времен поперечной релаксации.

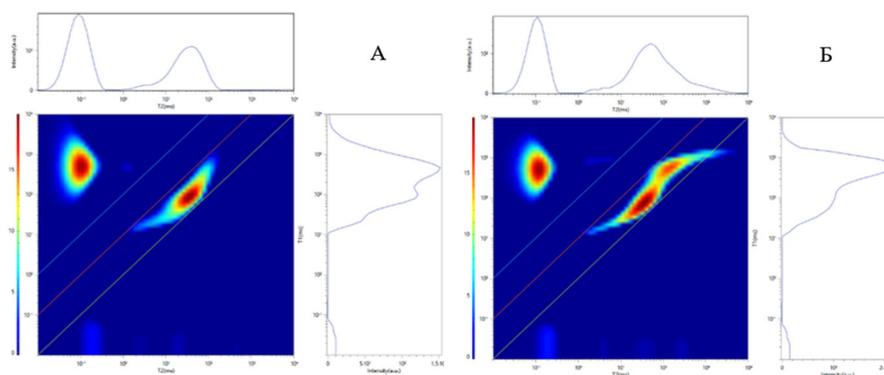


Рис. 6. Карты времен релаксации T_1 - T_2 для образца спеченной сажи А) насыщенного водой; Б) насыщенного водой и с метаном

В связи с тем, что времена T_1 и T_2 зависят от вязкости флюида по-разному [1, 4], по картам релаксации T_1 - T_2 можно качественно оценить вязкость нефти. Так на рис. 7 представлены результаты ЯМР измерений тяжелой (А) и легкой (Б) нефтей в свободном объеме. Видно, что в первом случае времена релаксации существенно меньше, чем во втором.

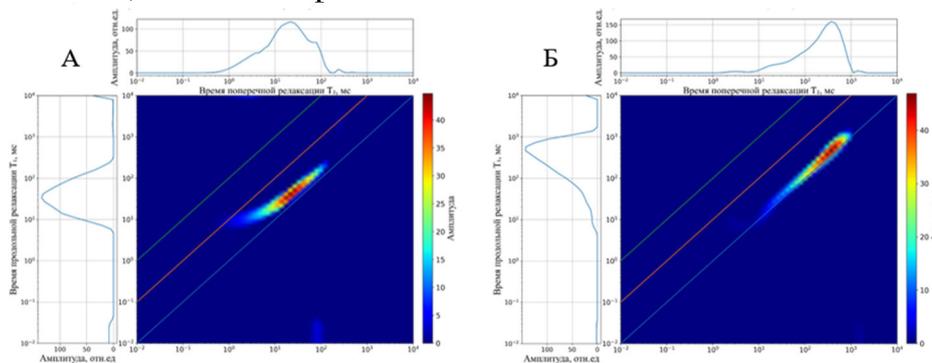


Рис. 7. Карты времен T_1 - T_2 для А) тяжелой нефти; Б) легкой нефти

Заключение

Таким образом, совместный анализ времен продольной и поперечной релаксации T_1 - T_2 позволяет с большей точностью решать задачи по определению типа насыщающего флюида, так как интерпретация только спектра времен поперечной релаксации T_2 не позволяет этого сделать в полной мере в виду наложения спектров T_2 при смешанном насыщении. Помимо этого, интерпретация карт времен продольной и поперечной релаксации позволяет качественно оценить вязкость образцов флюида, находящегося в свободном объеме.

Благодарности

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 25-23-00157, <https://rscf.ru/project/25-23-00157/>.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Coates G.R., Xiao L.Z., Prammer M.G. NMR Logging Principles and Applications. – Houston: Gulf Publishing Company, 1999 – 342 p
2. Elsayed M., Isah A., Hiba M., Hassan A., Al-Garadi K., Mahmoud M., El-Husseiny A., Radwan A. A review on the applications of nuclear magnetic resonance (NMR) in the oil and gas industry: laboratory and field-scale measurements // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology – 2022. – Vol. 12, – pp. 2747–2784.
3. Ge X., Fan Y., Chen H., Deng S., Cao Y., Zahid M. A. Probing the influential factors of NMR T_1 – T_2 spectra in the characterization of the kerogen by numerical simulation // Journal of Magnetic Resonance. – Vol. 260. – 2015. – pp. 54–66.
4. Куприянов П.А., Чернышёв Ю.С., Чижик В.И. Количественный анализ на основе ядерного магнитного резонанса: учеб.-метод. Пособие – СПб.: Изд. С.-Петербур. ун-та., 2021. – 54 с.

© Т. А. Янушенко, Н. А. Голиков, Л. А. Рыбалкин, В. Г. Смирнов, М. Й. Шумскайте, 2025