

**Шумскайте М.Й., Фомин М.А.**

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН), Новосибирск, Россия, shumskaitemi@ipgg.sbras.ru, fominma@ipgg.sbras.ru

**Сайтов Р.М.**

Группа компаний «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия, SaitovRashid72@gmail.com

**Янушенко Т.А.**

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН), Новосибирск, Россия, yanushenkota@ipgg.sbras.ru

**Горшков А.М.**

АО «Геологика», Новосибирск, Россия, gorshkovam89@mail.ru

## **ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЯДЕРНОГО МАГНИТНОГО РЕЗОНАНСА - РЕЛАКСОМЕТРИИ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ СТРУКТУРЫ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА РАЗЛИЧНЫХ ПО СОСТАВУ ПОРОД И ОПРЕДЕЛЕНИЯ СВОЙСТВ НАСЫЩАЮЩЕГО ФЛЮИДА**

*Ядерный магнитный резонанс широко используется в геологических и геофизических исследованиях для определения фильтрационно-ёмкостных свойств горных пород и реологических свойств пластовых флюидов. Для изучения структуры порового пространства горных пород исследуются возможности применения двумерных карт времен продольной и поперечной релаксации. Изучены ядерные магнитно-резонансные характеристики различных по составу образцов керна и флюидов и выполнен анализ распределения времен ядерной магнитно-резонансной релаксации. Установлено, что при двухфазном насыщении совместный анализ времен как продольной, так и поперечной релаксации позволяет с высокой степенью достоверности определить тип флюида и его положение в поровом пространстве образца. В процессе экстракции из различных типов пород баженновской свиты удаляется разное количество флюида, что контролируется литологическим составом и содержанием органического вещества в образцах.*

**Ключевые слова:** ядерный магнитный резонанс - релаксометрия, двумерные карты времен релаксации, флюидонасыщенность, баженновская свита.

---

**Для цитирования:** Шумскайте М.Й., Фомин М.А., Сайтов Р.М., Янушенко Т.А., Горшков А.М. Использование ядерного магнитного резонанса - релаксометрии для изучения структуры пустотного пространства различных по составу пород и определения свойств насыщающего флюида // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2024. - Т.19. - №4. - [https://www.ngtp.ru/rub/2024/41\\_2024.html](https://www.ngtp.ru/rub/2024/41_2024.html) EDN: HYZPOG

---

### **Введение**

Ядерный магнитный резонанс (ЯМР) - релаксометрия – широко распространенный метод, использующийся в различных областях научных исследований, в том числе и в нефтегазовой геологии, для изучения свойств, состава и структуры вещества. Развитие и внедрение ЯМР-метода в нефтегазовую отрасль началось с создания в 1990-х гг. скважинной аппаратуры импульсного ядерно-магнитного каротажа для исследования фильтрационно-

ёмкостных свойств (ФЕС) горных пород [Применение метода..., 2002]. Научных публикаций, посвященных определению ФЕС, изучению структуры порового пространства горных пород, а также оценке свойств пластовых флюидов, за последние 30 лет появилось огромное множество ([Fleury, Deflandre, Godefroy, 2001; Шумскайте, Глинских, 2015, 2016; Шумскайте и др., 2017; Freedman, Heaton, 2004; Freedman et al., 2003] и др.).

Определение типа и свойств пластовых флюидов на ранней стадии изучения месторождений нефти и газа является чрезвычайно важным, поскольку именно они и определяют продуктивность пласта. Метод ЯМР позволяет напрямую оценивать вязкость жидких углеводородов (УВ), основываясь на характерных временах продольной ( $T_1$ ) и поперечной ( $T_2$ ) релаксации, в том числе при исследованиях непосредственно в скважине [Hursan et al., 2016]. Как известно, эти релаксационные характеристики пластовых флюидов могут иметь существенные различия, что позволяет распознавать их по ЯМР-данным [Coates, 2001; Применение метода..., 2002]. В табл. 1 приведены средние значения  $T_1$  и  $T_2$ , а также их отношение для пластовой воды, нефти и газа в свободном объеме.

Таблица 1

**Ядерные магнитно-резонансные свойства пластовых флюидов в пластовых условиях**

Тип флюида	Времена продольной релаксации $T_1$ , мс	Времена поперечной релаксации $T_2$ , мс	Типичное отношение $T_1/T_2$
Дистиллированная вода	2500	2500	1
Пластовая вода	1-500	1-500	1-2
Нефть	3000-4000	300-1000	2-4
Газ	4000-5000	30-60	80

В общем случае релаксация  $T_1$  (спин-решеточная релаксация) – рост намагниченности в направлении оси Z, релаксация  $T_2$  (спин-спиновая релаксация) – спад намагниченности в направлении XY. В подвижных жидкостях при комнатной температуре молекулы водорода вращаются очень быстро, и требуется большее время для переориентации магнитных моментов ядер водорода вдоль оси Z (длинное время  $T_1$ ). С увеличением вязкости жидкости скорости вращения молекул замедляются и их проще переориентировать (короткое  $T_1$ ). Однако, для высоковязких флюидов наступает момент, когда скорости вращения молекул настолько замедляются, что их снова становится сложно ориентировать вдоль оси Z, и, соответственно,  $T_1$  снова увеличивается. При этом времена поперечной релаксации  $T_2$  с ростом вязкости всегда уменьшаются (рис. 1).

В настоящее время более актуальным становится вопрос эффективной разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти [Зарипов и др., 2015; Korb et al., 2015; Kausik et al., 2016], поэтому и в этом направлении ЯМР-исследования ведутся интенсивно.

Изучением баженовской свиты с помощью метода ЯМР-релаксометрии в последнее десятилетие занимаются специалисты многих организаций. К сожалению, большая часть этих исследований проводится в научно-технических центрах компаний-недропользователей и не публикуется в открытой печати. ЯМР-исследования позволяют определить объем содержащихся в породе водородсодержащих флюидов и прогнозировать их распределение по порам различного размера, что, наряду с аналитическими методами изучения керна, дает возможность прогнозировать в разрезе баженовских отложений наличие интервалов-коллекторов.

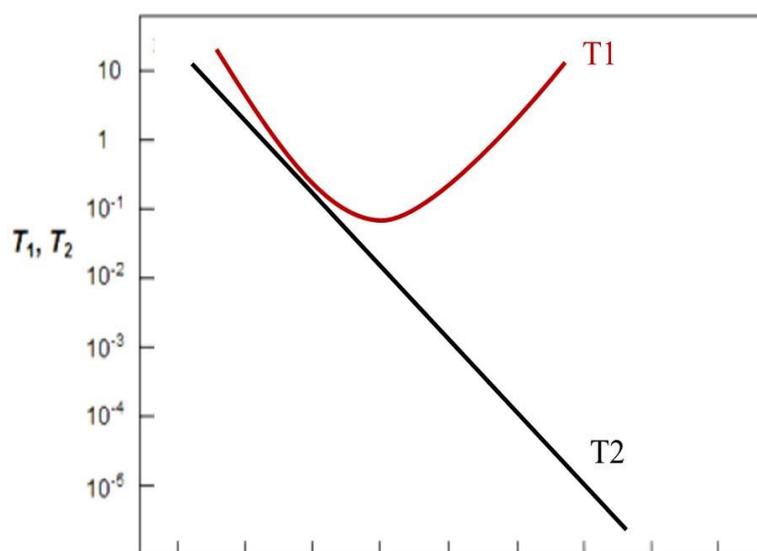


Рис. 1. Графики изменения времен релаксации  $T_1$  и  $T_2$  в зависимости от вязкости

### Фактический материал

Выполнены три серии ЯМР-исследований на разных образцах:

- 1) дистиллированная вода, две пробы нефти с плотностью 0,86 и 0,94 г/см<sup>3</sup> и динамической вязкостью 6,5 и 34,5 мПа·с, соответственно, а также смесь воды и нефти;
- 2) четыре водонасыщенных песчаных образца керна и четыре искусственных образца керна, сложенных из песка разной фракции и насыщенных водой, керосином и маслом в разном соотношении;
- 3) три образца (табл. 2) керна баженовской свиты, отобранных в разрезе одной из скважин Малобалыкского нефтяного месторождения. Названия пород приведены в соответствии с классификацией [Конторович и др., 2016]. ЯМР-измерения проведены в состоянии естественного насыщения образцов (после потери летучих компонентов при подъеме керна), после их экстракции в аппаратах Сокслета с использованием хлороформа и после насыщения водой под давлением 15 МПа в течение 72 часов (согласно ГОСТ 26450.1-85).

Образцы баженовской свиты взяты из разреза, вскрытого одной из скважин на Малобалыкском месторождении. Пластовая температура на глубине отбора образцов изменяется в интервале 108-111°C.

Образец 1 – известняк керогеновый мелкокристаллический линзовидно-слоистый. Слоистость подчеркнута тонкими (0,03-0,05 мм) линзочками глинистого материала, неравномерно насыщенными керогеном, и микротрещинами, заполненными керогеном. В породе наблюдаются фосфатные обломки скелетов рыб бурого цвета (1-2%), радиолярии (0,03 мм, 1-2%), которые заполнены пиритом и окаймлены кальцитом. Наблюдается пирит (8,62%) в виде мелкой сыпи, округлой (0,03 мм) и неправильной (0,03-0,10 мм) формы. Глубина отбора образца 1 – 2925,01 м.

Таблица 2

## Изученные образцы баженовской свиты

Пачка	Номер образца	Название породы	$S_{орг}$	$S_1$ , мг УВ / г породы	$S_2$ , мг УВ / г породы	$K_n$ , %	$K_n$ экстр., %
5	1	Известняк керогеновый	7,93	3,78	34,66	2,48	3,95
4	2	Силицит керогеновый	15,53	5,28	82,84	1,34	3,10
2	3	Микстит кероген-кремнисто-глинистый	9,09	4,37	41,37	2,67	6,85

$S_1$  и  $S_2$ , - пиролитические характеристики органического вещества;  $S_{орг}$  - современные концентрации органического углерода, определенные методом пиролиза;  $K_n$  - открытая пористость до и  $K_n$  экстр. - после экстракции, измеренная в лабораторных условиях на дезинтегрированном керне [Горшков, Саитов, 2023].

Образец 2 – силицит керогеновый линзовидно-слоистый. Структура - пелитовая. Слоистость подчеркнута тонкими (0,01-0,04 мм) линзочками глинисто-кремнистого материала в разной степени обогащенных керогеном и линзочками (0,01-0,02 мм) керогена. Глинистый и кремнистый материал составляют основную массу породы. Кремнистый материал представлен в скрытокристаллической форме и редкими линзочками микрокристаллического кремнистого материала. Пирит (8,67%) в виде мелкой сыпи распространен беспорядочно. Глубина отбора образца 2 – 2935,91 м.

Образец 3 – микстит кероген-кремнисто-глинистый массивный. Структура - пелитовая. Глинистый и кремнистый материал составляют основную массу породы. В породе наблюдаются редкие пиритизированные сеточки радиолярий, фосфатные обломки скелетов рыб (2-3%), обломки раковин двустворок (2-3%). Отмечаются микротрещины, заполненные керогеном. Пирит (4,65%) в виде мелкой сыпи и стяжений неправильной формы размером

0,03-0,05 мм распространен беспорядочно. Глубина отбора образца 3 – 2947,5 м.

Для каждого образца выполнены измерения с использованием двух импульсных последовательностей – СPMG (последовательность Карра-Парселла-Мейбума-Гилла) и IR-CPMG (последовательность инверсия-восстановление). СPMG-последовательность дает распределение времен поперечной релаксации  $T_2$ , общее водородосодержание исследуемого образца, доли свободного и связанного флюидов для образцов керна. Последовательность IR-CPMG позволяет получить распределение времен продольной релаксации  $T_1$ . По результатам исследований построены 2D-карты времен релаксации, выполнен анализ спектров продольной и поперечной релаксации.

Измерения проведены на ЯМР-анализаторе «Niumag Micro12-040V» с индукцией магнитного поля 0,28 Тл, рабочей частотой 12 МГц, временем между эхо-импульсами (TE) 0,1 мс, температура магнитной системы 32°C.

### **Ядерное магнитно-резонансное исследование образцов пластовых флюидов разной вязкости**

При петрофизических ЯМР-исследованиях чаще всего используют импульсную последовательность СPMG для получения информации о распределении времен поперечной релаксации, пористости, проницаемости, распределении пор по размерам, доли свободного и связанного флюидов. На рис. 2 представлены спектры  $T_2$  исследуемых флюидов.

В дальнейшем использованы следующие обозначения: нефть 1 – нефть с плотностью 0,86 г/см<sup>3</sup> и динамической вязкостью 6,5 мПа·с; нефть 2 – нефть с плотностью 0,94 г/см<sup>3</sup> и динамической вязкостью 34,5 мПа·с; вода-нефть – смесь воды и нефти 1 в соотношении 50/50.

Для спектра воды характерен тонкий одномодальный пик на временах релаксации порядка 2000 мс, что говорит об однородном составе изучаемой жидкости. Спектры нефти также представлены одномодальными пиками с максимумами амплитуд, соответствующими временам  $T_2$  100 мс для нефти 1 и 14 мс для нефти 2, спектры имеют широкий набор времен релаксации, что говорит об их сложном многокомпонентном составе. При этом для нефти 1 наблюдается небольшой перегиб в области 1-10 мс, для нефти 2 - в области до 1 мс. Вероятно, это связано с наличием смолисто-асфальтеновых соединений. Спектр нефти 2 расположен в области более коротких времен релаксации по сравнению со спектром нефти 1, что связано в первую очередь с повышенным содержанием смолисто-асфальтеновых соединений (13,1% для нефти 1 против 16,3% для нефти 2). Амплитуда пика воды примерно в 2 раза больше, чем у нефти 1 и в 3 раза больше, чем у нефти 2. Спектр водонефтяной смеси имеет характерный бимодальный вид с пиками на временах релаксации, соответствующими нефти 1 и воде. Пик воды (правый) - более узкий, имеет амплитуду в 1,5 раза больше, чем соответствующий

нефтяной компоненте пик. Перегиб на временах релаксации 10 мс также сохраняется. Уменьшение амплитуды спектра водонефтяной смеси можно объяснить наличием тонкой пленки на границе раздела фаз, которая дает эффект поверхностной релаксации и уменьшает сигнал от свободной фазы.

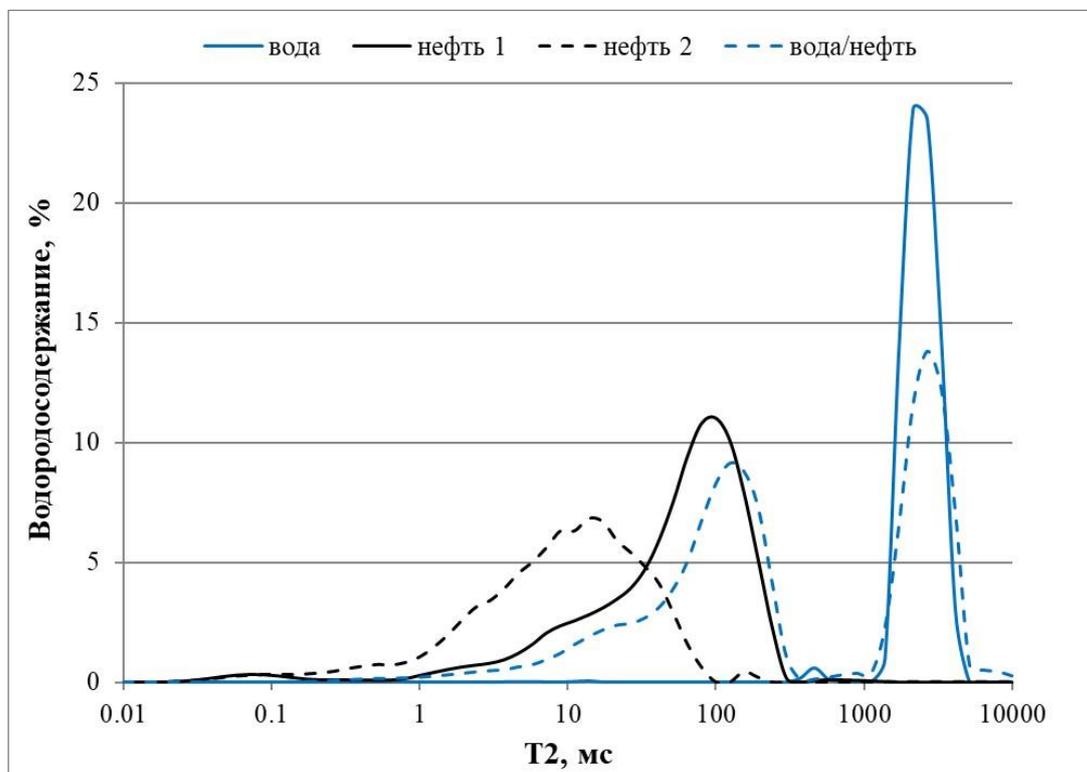


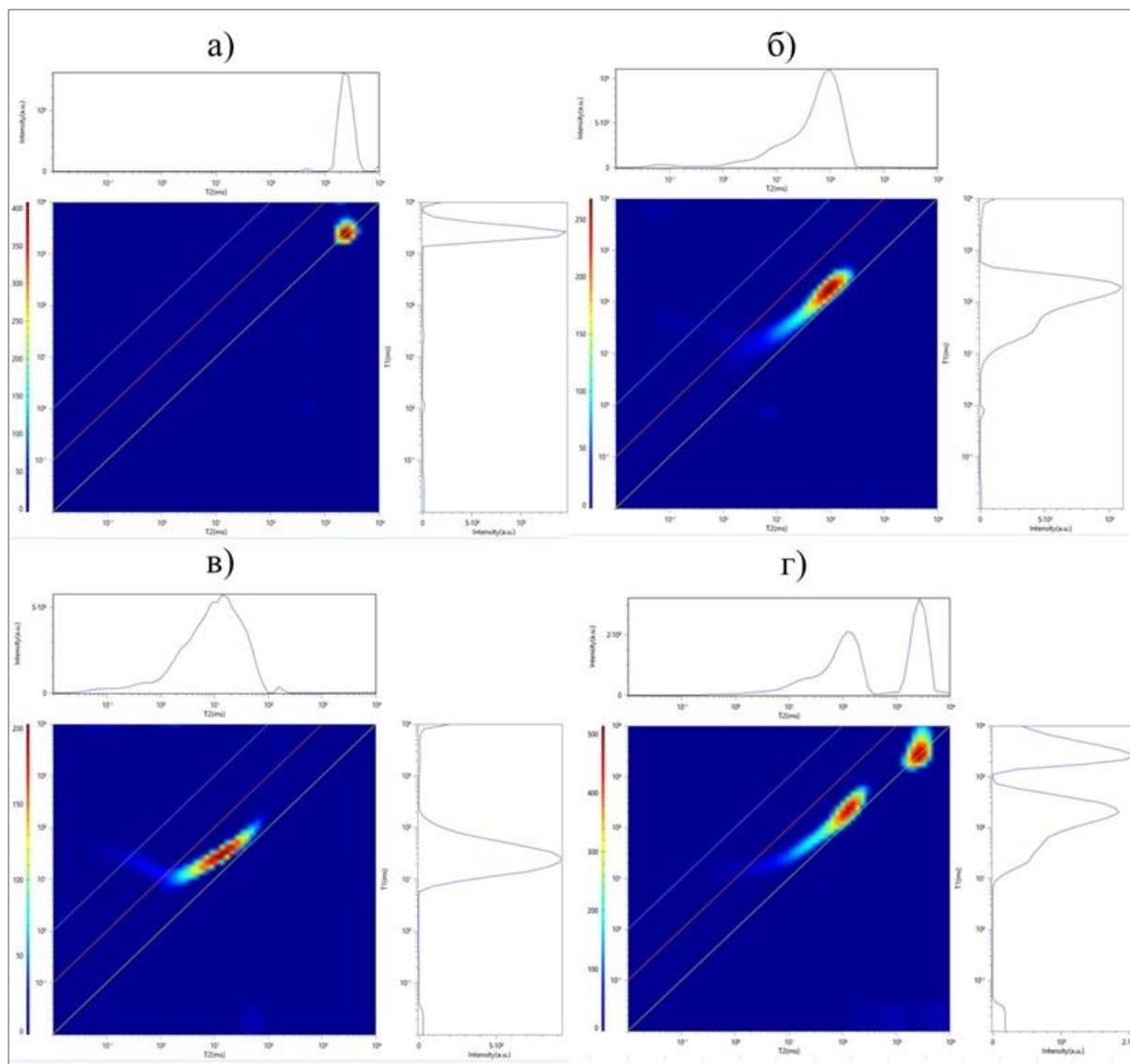
Рис. 2. Графики распределения  $T_2$  воды, нефти и их смеси

По спектрам  $T_2$  при исследовании жидкостей можно сделать только общие выводы о степени вязкости флюидов, если рассматривать их в пористой среде, то выводы будут касаться только размера пор, в которых эти флюиды находятся, говорить о типе флюида можно лишь на качественном уровне. Исследуемые флюиды существенно отличаются по временам поперечной релаксации, но может быть ситуация, когда плотность нефти будет меньше, и тогда в смеси сложно выделить вклад от каждой компоненты. Тем не менее, даже при условии равных времен поперечной релаксации  $T_2$ , времена продольной релаксации  $T_1$  для воды и нефти будут существенно отличаться, что дает возможность разделять эти жидкости по двумерным картам. К тому же разным будет отношение  $T_1/T_2$ , для нефти оно всегда будет выше, чем для воды.

Если обратиться к рис. 1, можно заметить, что значения  $T_1$  и  $T_2$  линейно уменьшаются с ростом вязкости. Однако, при определенных значениях вязкости (вероятно, очень высоких, например, как у битума),  $T_1$  начинает резко увеличиваться, что связано с образованием очень крупных и тяжелых соединений (кластеров), при этом скорости вращения молекул сильно

замедляются. Таким образом, карты  $T_1$ - $T_2$  могут дать дополнительную информацию о типе пластового флюида, его свойствах и распределении в поровом пространстве.

2D-карты времен релаксации для исследуемых флюидов представлены на рис. 3, характерные времена релаксации и их отношение - в табл. 2.



**Рис. 3. Двумерные карты времен релаксации  $T_1$ - $T_2$  воды (а), нефти 1 (б), нефти 2 (в) и смеси воды и нефти (г)**

Как видно из рис. 3, спектры дистиллированной воды находятся на линии единичного наклона 2D-карты (отношении  $T_1/T_2 = 1$ ), спектры нефти расположены на одной линии над диагональю, при этом спектр нефти 2 имеет более короткие времена, поэтому лежит ближе к левому нижнему углу. К тому же спектр нефти 2 более «растянутый», т.е. имеет широкий набор времен поперечной релаксации, что подтверждает ее многокомпонентный состав. Спектр времен продольной релаксации, наоборот, - более узкий по сравнению с нефтью 1, что

свидетельствует о присутствии в составе большого количества высоковязких компонент с короткими временами продольной релаксации (16,3% смолисто-асфальтеновых соединений). В нефти 1 присутствует достаточное количество как легких, так и тяжелых УВ, что приводит к появлению перегиба на спектре  $T_1$ . Из табл. 2 видно, что времена релаксации нефти 1 и 2 отличаются в 10 раз.

Таблица 3

**Ядерные магнитно-резонансные свойства исследуемых флюидов**

Тип флюида	Времена продольной релаксации $T_1$ , мс	Времена поперечной релаксации $T_2$ , мс	Типичное $T_1/T_2$
Дистиллированная вода	2000	2000	1
Нефть 1	200	100	2
Нефть 2	20	10	2

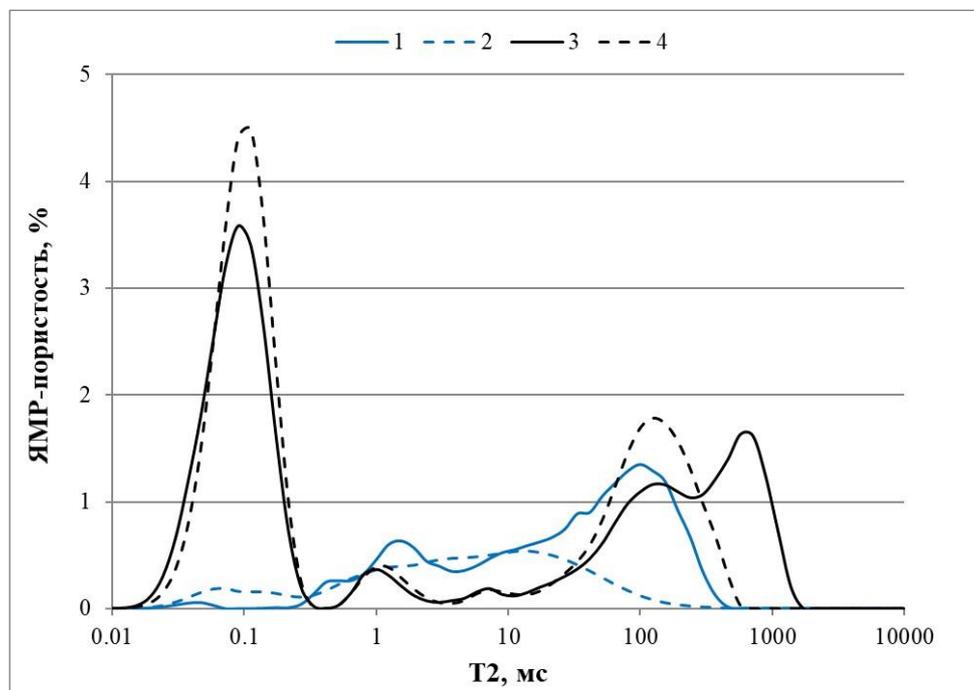
**Ядерное магнитно-резонансное исследование образцов кернa разной насыщенности**

Как уже говорилось выше, для получения ФЭС образцов кернa горных пород по ЯМР-данным используют импульсную последовательность СРМГ. Основным результатом которой – общая ЯМР-пористость и распределение по временам поперечной релаксации  $T_2$ . На рис. 4 приведены спектры  $T_2$  образцов кернa, насыщенных на 100% водой, а также водой и моделью нефти (керосином, моторным маслом). Создание двухфазной насыщенности порового пространства образцов происходило следующим образом: сначала образец полностью насыщался водой, затем высушивался в печи при температуре 60°C с постоянным контролем массы. После того, как насыщение по массе уменьшилось до 50%, образцы выстаивались около 2 часов для перераспределения воды в поровом пространстве, затем донасыщались керосином или моторным маслом до постоянной массы.

Образцы 1 и 2 – это образцы кернa из скв. 55 Южно-Покамасовского месторождения, пласт Б8, глубина отбора - 2367 м (№3) и из скв. 115-Р Тевлинско-Русскинского месторождения, пласт ЮС<sub>2</sub><sup>2</sup>, глубина отбора - 2856 м (№2). Образец 1 – песчаник крупно-среднезернистый, однородный,  $K_n=21,8\%$ ,  $K_{пр} = 218,8$  мД,  $K_{во} = 25,6\%$ . Образец 2 – песчаник однородный,  $K_n = 11,6\%$ ,  $K_{пр} = 0,4$  мД,  $K_{во} = 64,9\%$ . Эти данные подтверждаются и на ЯМР-спектрах: спектр образца 2 лежит левее, что говорит о наличии более мелких пор и низкой проницаемости, амплитуда спектра существенно ниже, чем у образца 1, что свидетельствует о меньшем содержании воды в поровом пространстве образца.

По спектрам видно, что для водонасыщенных образцов характерны в целом одномодальные распределения времен релаксации с одним или несколькими перегибами, что говорит о сложной неоднородной структуре порового пространства этих образцов (особенно сильно этот эффект проявляется у образца 1). Перегибы указывают на наличие сообщающихся

поровых каналов в области мелких пор (времена поперечной релаксации 1-10 мс, соответствующие порам размером до 0,5 мкм). По виду спектров можно предположить, что образец 2 имеет более однородную структуру порового пространства, поры распределены достаточно равномерно.



**Рис. 4. Графики распределения  $T_2$  для образцов ядра разной насыщенности**

*1, 2 - водонасыщенные песчаные образцы ядра; 3 - искусственный образец ядра, насыщенный водой и керосином; 4 - искусственный образец ядра, насыщенный водой и маслом.*

Образцы с двухфазной насыщенностью имеют несколько (от 2 до 4) четко разделенных пиков на разных временах релаксации. Оба образца, насыщенные керосином и маслом, имеют пики на временах 0,1 и 1 мс, а также небольшой перегиб в области 10 мс. Авторы предполагают, что все эти моды спектра относятся к водонасыщенной части образца, а большие времена релаксации – к насыщенной нефтесодержащим флюидом. Это объясняется тем, что в процессе высушивания образца вода уходит из крупных пор, оставаясь лишь в мелких, а свободные крупные поры заполняются в дальнейшем керосином или маслом.

Для насыщенного маслом образца наблюдается пик на временах 120 мс, для образца, насыщенного керосином, в области 100 мс имеется скорее перегиб, чем отдельный пик, связанный, вероятно, с сообщающимися каналами, и пик на временах 700 мс. Как и ожидалось, спектры образцов, насыщенных маслом, находятся на оси  $T_2$  левее, что связано с более высокой вязкостью и плотностью масла по сравнению с керосином. При этом у образцов, насыщенных керосином, наблюдается более широкий набор времен поперечной релаксации, что говорит о его более многокомпонентном составе.

На рис. 5 представлены карты  $T_1$ - $T_2$  для разного типа насыщения керн. Спектр образца 1 имеет более длинные времена как продольной, так и поперечной релаксации, по сравнению с образцом 2, что свидетельствует о наличии в структуре его порового пространства крупных пор, заполненных водой. К тому же видно, что спектр имеет «растянутый хвост» с более короткими временами релаксации. Другими словами, поровое пространство образца 1 - неоднородное, имеются сообщающиеся каналы. У образца же 2 поровое пространство - достаточно однородное, спектр – ровный, с четкими границами. Спектры образцов 3 и 4 с двухфазной насыщенностью имеют схожий характер распределения флюида в поровом пространстве, с некоторыми отличиями. Так, времена релаксации  $T_1$  и  $T_2$  у образца 3 больше, т.е. он насыщен менее вязким флюидом (в данном случае керосином). К тому же в образце 4 амплитуда пика с короткими временами выше, что свидетельствует о большем количестве воды, оставшемся в образце после высушивания.

На всех картах заметны размытые белые пятна. Авторы предполагают, что это сигнал от пор, не занятых полностью флюидом, но покрытых тонкой пленкой воды или керосина.

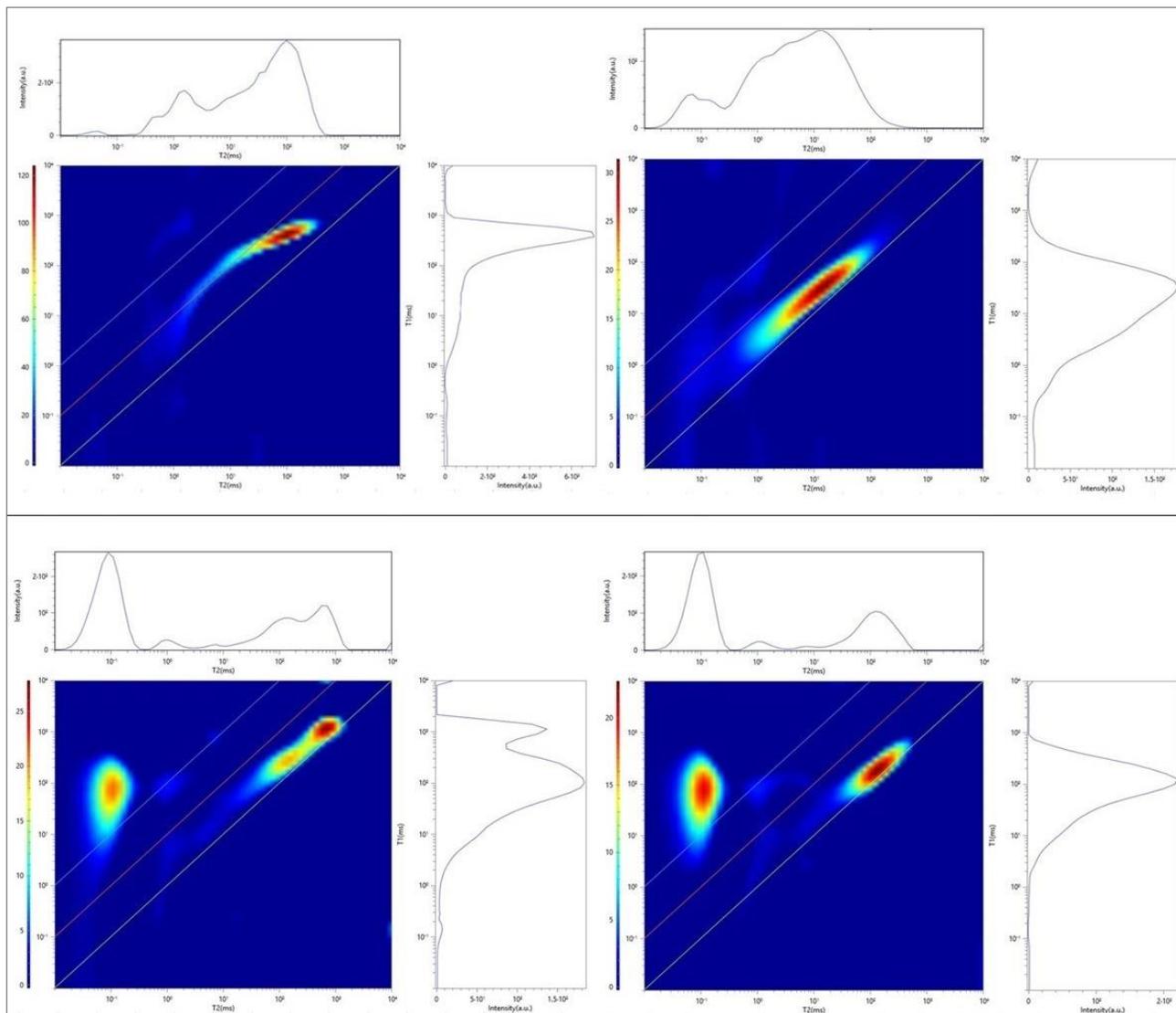
### **Ядерное магнитно-резонансное исследование образцов баженовской свиты**

При анализе полученных результатов и их обсуждении авторы исходят из того, что единственными флюидами в баженовской свите (в состоянии природного насыщения и после экстракции), которые можно обнаружить с помощью ЯМР-релаксометрии, являются УВ [Конторович и др., 2018]. Сравнительный анализ значений  $T_2$  для трех изученных образцов (рис. 6) показывает, что УВ-флюиды сосредоточены, в основном, в очень мелких порах, лишь незначительная их часть содержится в порах большего размера. Следует отметить, что для нефтенасыщенной гидрофобной баженовской свиты невозможно дать оценку размеров пор по ЯМР-данным, поскольку количественные зависимости времени релаксации и размеров пор справедливы только для полностью водонасыщенных образцов.

В результате ЯМР-измерений образцов в состоянии естественного насыщения установлено, что наибольшее количество флюидов содержится в микстите кероген-кремнисто-глинистом (образец 3) и силиците керогеновом (образец 2), а наименьшее – в известняке керогеновом (образец 1). Это объясняется тем, что образцы 2 и 3 характеризуются самым высоким содержанием органического вещества (табл. 2), которое генерировало жидкие УВ, фиксируемые на ЯМР-спектрах.

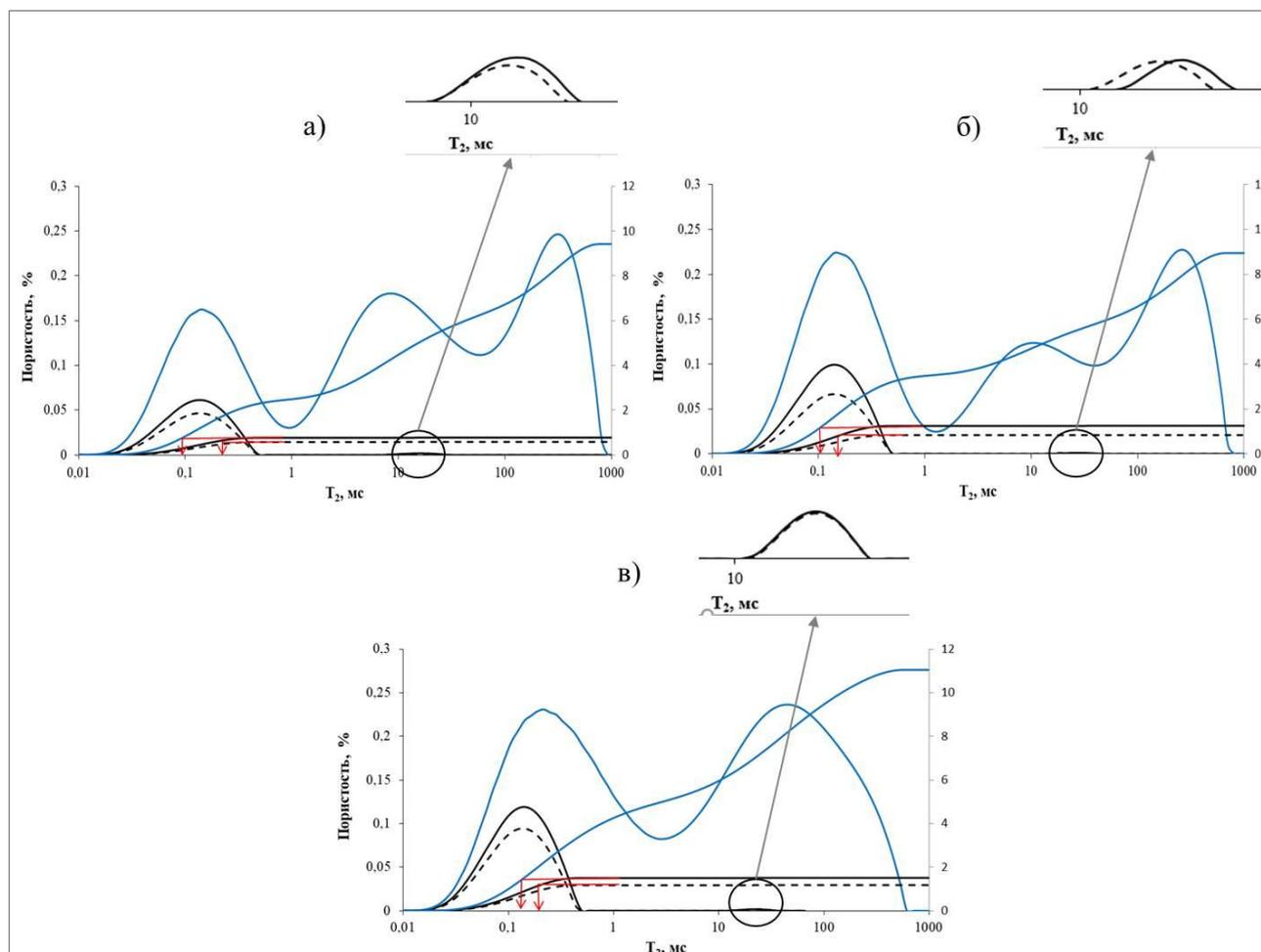
В микстите кероген-кремнисто-глинистом (образец 3) лабораторно измеренная пористость после экстракции составила 6,85% (см. табл. 2), что является сравнительно высоким показателем для баженовской свиты. Это свидетельствует о том, что значительная часть УВ в породе находится в сообщающемся пустотном пространстве. По ЯМР-данным

объем флюида в результате экстракции уменьшился на 22%. В известняке керогеновом (образец 1) по ЯМР-данным объем флюида в результате экстракции уменьшился на 24%.



**Рис. 5. Двумерные карты времен релаксации  $T_1$ - $T_2$  водонасыщенных образцов керна 1, 2 (а, б), образца керна 3, насыщенного водой и керосином (в) и образца керна 4, насыщенного водой и маслом (г)**

Обращает на себя внимание тот факт, что из сообщаемого пустотного пространства образца 2 удалено больше флюида, чем из образцов 1 и 3 (более 30% по ЯМР-данным). Это видно и по существенному уменьшению амплитуды кривой  $T_2$  и по незначительному смещению спектра в области 15-40 мс в сторону меньших времен поперечной релаксации (рис. 6б). Этот образец (силицит керогеновый) характеризуется высоким содержанием органического вещества ( $C_{org} = 15,53\%$ ), входящим в минеральный каркас породы, которое, вероятно, частично удаляется органическим растворителем в процессе экстракции. Можно отметить, что в образце 3 незначительное количество УВ находится в более крупных по размеру закрытых порах и не удаляется в процессе экстракции (рис. 6в).



**Рис. 6. Графики распределения  $T_2$  образцов 1 (а), 2 (б) и 3 (в)**

*Сплошная черная линия - до экстракции; пунктирная черная линия - после экстракции; сплошная голубая линия - водонасыщенный образец.*

После насыщения дистиллированной водой объем флюида во всех образцах увеличился в среднем в 10 раз, при этом наибольшая доля флюида по ЯМР-данным фиксируется в микстите кероген-кремнисто-глинистом (образец 3), что подтверждается данными лабораторных измерений – пористость образца 3 после экстракции наибольшая. Стоит обратить внимание на разную структуру порового пространства водонасыщенных образцов (рис. 6, 7). Если для образцов 1 и 2 наблюдается трехмодальный спектр (с разными амплитудами пиков), то для образца 3 характерно бимодальное распределение флюида в порах. Все это свидетельствует о разной и очень сложной структуре порового пространства изученных образцов баженовской свиты. Это предположение требует тщательной проверки путем изучения более представительной коллекции образцов. В дальнейшем авторы планируют выполнить такие исследования. На рис. 6 дополнительно приведены кумулятивные кривые распределения  $T_2$ . Граничные значения  $T_2$  для состояний до и после экстракции составляют 0,2 мс для образцов 1 и 3 и 0,15 мс для образца 2. Для состояний полностью водонасыщенный образец и до экстракции граничные времена 0,1 мс для образцов

1 и 2 и 0,15 мс для образца 3, соответственно.

На рис. 7 представлены двумерные карты времен продольной и поперечной релаксации образцов. Видно, что после экстракции существенного перераспределения флюида в поровом пространстве не происходит, все УВ сосредоточены в мелких и, вероятно, закрытых порах. Для водонасыщенных образцов характерен высокоамплитудный пик воды (лежит на линии равных значений) и незначительные по амплитуде пики УВ. Следует обратить внимание, что для микстита кероген-кремнисто-глинистого (образец 3) распределение времен релаксации более сложное по сравнению с образцами 1 и 2, что говорит о неоднородной структуре его порового пространства, которое характеризуется большей пустотностью.

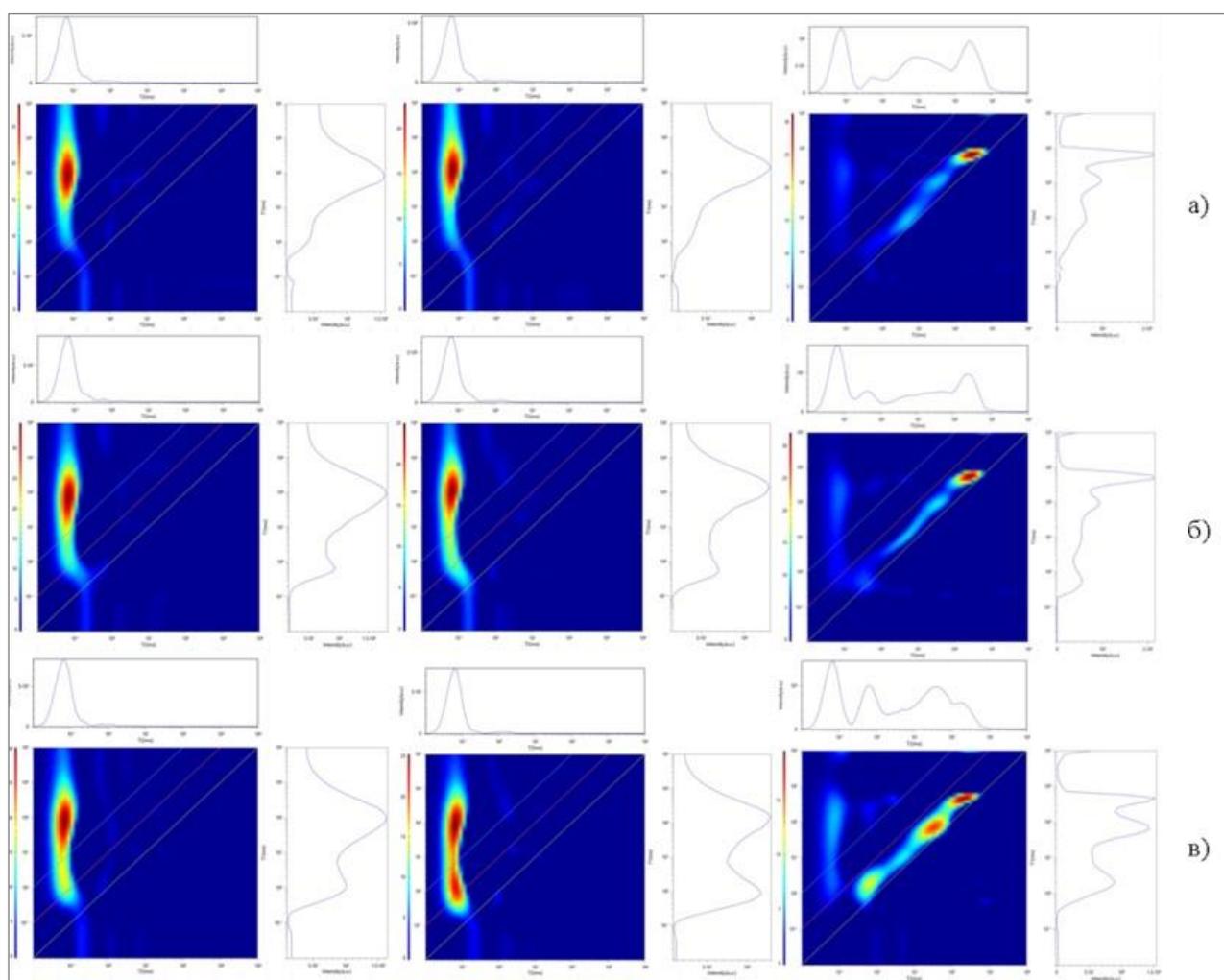


Рис. 7. Двумерные карты времен релаксации  $T_1$ - $T_2$  образцов 1 (а), 2 (б) и 3 (в) до (слева) и после экстракции (справа)

### Заключение

В результате лабораторного изучения флюидов и образцов ядра с разной насыщенностью методом ЯМР-релаксометрии экспериментально установлено, что по картам  $T_1$ - $T_2$  можно определить распределение флюида в поровом пространстве образцов ядра, а

также определить тип насыщающего флюида. Установлено, что при двухфазном насыщении несмешивающихся жидкостей 2D-карты очень чувствительны к типу флюида и его положению в поровом пространстве образца.

Комплексный анализ данных лабораторного изучения керн баженовской свиты и результатов импульсной ЯМР-релаксометрии показал, что наибольшее количество УВ сосредоточено в закрытых мелких порах (до 1,5 нм). В процессе экстракции из различных типов пород баженовской свиты удаляется разное количество флюида, что контролируется литологическим составом и содержанием органического вещества в образцах, а также отражается на характере насыщения водой.

*Исследование выполнено в рамках проекта FWZZ-2022-0012 Программы ФНИ ИНГГ СО РАН.*

### Литература

*Горшков А.М., Саитов Р.М.* Методика определения пористости и насыщенности сланцевых пород на дезинтегрированном керне // Нефтяное хозяйство. - 2023. - № 1. - С. 6-12.

DOI: [10.24887/0028-2448-2023-1-6-12](https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-1-6-12)

*Зарипов Т.А., Дорогиницкий М.М., Гизатуллин Б.И., Абдуллин Т.Р., Мусин К.М., Мурзакаев В.М.* Результаты изучения вязкости нефти с месторождений республики Татарстан с помощью метода ядерной магнитно-резонансной релаксометрии // Каротажник. - 2015. - №253. - С. 3-13.

*Конторович А.Э., Родякин С.В., Буриштейн Л.М., Костырева Е.А., Рыжкова С.В., Ян П.А.* Пористость и нефтенасыщенность пород баженовской свиты // Геология нефти и газа. - 2018. - № 5. - С. 61-73.

*Конторович А.Э., Ян П.А., Замирайлова А.Г., Костырева Е.А., Эдер В.Г.* Классификация пород баженовской свиты // Геология и геофизика. - 2016. - № 11. - С. 2034-2043.

DOI: [10.15372/GiG20161106](https://doi.org/10.15372/GiG20161106)

Применение метода ядерного магнитного резонанса для характеристики свойства и распределения пластовых флюидов / И.С. Джафаров, П.Е. Сынгаевский, С.Ф. Хафизов. - М.: Химия, 2002. - 439 с.

*Шумскайте М.Й., Глинских В.Н.* Анализ влияния объемного содержания и типа глинистых минералов на релаксационные характеристики песчано-алевритовых образцов керн // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2015. - № 7. - С. 35-38.

*Шумскайте М.Й., Глинских В.Н.* Экспериментальное исследование зависимости ЯМР-

характеристик от удельной поверхности и удельного электрического сопротивления песчано-алевритоглинистых образцов // Геология и геофизика. - 2016. - Т. 57. - № 10. - С. 1911-1918.

DOI: [10.15372/GiG20161009](https://doi.org/10.15372/GiG20161009)

*Шумскайте М.Й., Глинских В.Н., Бортникова С.Б., Харитонов А.Н., Пермяков В.С.* Лабораторное изучение жидкостей, выносимых из скважин, методом ЯМР-релаксометрии // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. - 2017. - Т. 328. - № 2. - С. 59-66.

*Fleury M., Deflandre F., Godefroy S.* Validity of permeability prediction from NMR measurements // Comptes Rendus de l'Académie des Sciences, Chemistry. - 2001. - № 4. - P. 869-872. DOI: [10.1016/S1387-1609\(01\)01343-3](https://doi.org/10.1016/S1387-1609(01)01343-3)

*Freedman R., Heaton N.* Fluid characterization using nuclear magnetic resonance logging // Petrophysics. - 2004. - № 45. - P. 241-250.

*Freedman R., Heaton N., Flaum M., Hirasaki G., Flaum C., Hurlimann M.* Wettability saturation and viscosity from NMR measurements // SPE Journal. - 2003. - № 8. - P. 317-327. DOI: [10.2118/87340-PA](https://doi.org/10.2118/87340-PA)

*Hursan G., Seifert D.J., Lyngra S., Palmer R.G.* Oil viscosity estimation from NMR logs for in-situ heavy oil characterization // SPE Annual Technical Conference and Exhibition (26-28 September, Dubai, UAE), 2016. - Paper 181600-MS. - 13 p. DOI: [10.2118/181600-MS](https://doi.org/10.2118/181600-MS)

*Kausik R., Fellah K., Feng L., Freed D., Simpson G.* High- and Low-Field NMR Relaxometry and Diffusometry of the Bakken Petroleum System // SPWLA 57th Annual Logging Symposium (25-29 June, Reykjavik, Iceland), 2016. - Paper SSS. - 7 p.

*Korb J.P., Vorapalawut N., Nicot B., Bryant R.G.* Relation and Correlation between NMR Relaxation Times, Diffusion Coefficients, and Viscosity of Heavy Crude Oils // The Journal of Physical Chemistry. - 2015. - Vol. 119. - № 43. - P. 24439-24446. DOI: [10.1021/acs.jpcc.5b07510](https://doi.org/10.1021/acs.jpcc.5b07510)

*This is an open access article under the CC BY 4.0 license*

Received 28.10.2024

Published 23.12.2024

### **Shumskayte M.Y., Fomin M.A.**

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, shumskaitemi@ipgg.sbras.ru, fominma@ipgg.sbras.ru

### **Saitov R.M.**

Gazprom company group, Saint Petersburg, Russia, SaitovRashid72@gmail.com

### **Yanushenko T.A.**

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, yanushenkota@ipgg.sbras.ru

### **Gorshkov A.M.**

JSC «Geologika», Novosibirsk, Russia, gorshkovam89@mail.ru

## **APPLICATION THE NMR RELAXOMETRY METHOD TO STUDY THE STRUCTURE OF THE VOID SPACE OF DIFFERENT ROCKS AND DETERMINING THE PROPERTIES OF THE SATURATING FLUID**

*Nuclear magnetic resonance is widely-accepted method in geological and geophysical studies to determine the filtration and capacitance properties of rocks and the rheological properties of formation fluids. To study the structure of the rocks pore space, the work explores the possibility of using two-dimensional maps of longitudinal and transverse relaxation times. The nuclear magnetic resonance characteristics of core samples and fluids of different compositions were studied and the distribution of nuclear magnetic resonance relaxation times was analyzed. It has been established that in the case of two-phase saturation, a joint analysis of both longitudinal and transverse relaxation times makes it possible to determine with a high degree of reliability the type of fluid and its position in the pore space of the sample. For rock samples of the Bazhenov Formation, it was shown that during the extraction process, the internal structure of high-carbon samples is destroyed, followed by the redistribution of hydrocarbon fluids in the void space of the rock.*

**Keywords:** NMR relaxometry, two-dimensional maps of relaxation time, fluid saturation, Bazhenov Formation.

---

**For citation:** Shumskayte M.Y., Fomin M.A., Saitov R.M., Yanushenko T.A., Gorshkov A.M. Ispol'zovanie yadernogo magnitnogo rezonansa - relaksometrii dlya izucheniya struktury pustotnogo prostranstva razlichnykh po sostavu porod i opredeleniya svoystv nasyshchayushchego flyuida [Application the NMR relaxometry method to study the structure of the void space of different rocks and determining the properties of the saturating fluid]. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika, 2024, vol. 19, no. 4, available at: [https://www.ngtp.ru/rub/2024/41\\_2024.html](https://www.ngtp.ru/rub/2024/41_2024.html) EDN: HYZPOG

---

### **References**

Fleury M, Deflandre F, Godefroy S. Validity of permeability prediction from NMR measurements. *Comptes Rendus de l'Académie des Sciences, Chemistry*, 2001, no 4, pp. 869-872. DOI: [10.1016/S1387-1609\(01\)01343-3](https://doi.org/10.1016/S1387-1609(01)01343-3)

Freedman R., Heaton N. Fluid characterization using nuclear magnetic resonance logging. *Petrophysics*, 2004, no. 45, pp. 241-250.

Freedman R., Heaton N., Flaum M., Hirasaki G., Flaum C., Hurlimann M. Wettability saturation and viscosity from NMR measurements. *SPE Journal*, 2003, no. 8, pp. 317-327. DOI: [10.2118/87340-PA](https://doi.org/10.2118/87340-PA)

Gorshkov A.M., Saitov R.M. Metodika opredeleniya poristosti i nasyshchennosti slancevykh porod na dezintegrirovannom kerne [Methodology for determining porosity and saturation of shale rocks on disintegrated core]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2023, no. 1, pp. 6-12. (In Russ.). DOI: [10.24887/0028-2448-2023-1-6-12](https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-1-6-12)

Hursan G., Seifert D.J., Lyngra S., Palmer R.G. Oil viscosity estimation from NMR logs for in-situ heavy oil characterization. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (26-28 Sept 2016, Dubai, UAE), 2016, paper 181600-MS, 13 p. DOI: [10.2118/181600-MS](https://doi.org/10.2118/181600-MS)

Kausik R., Fellah K., Feng L., Freed D., Simpson G. High- and Low-Field NMR Relaxometry and Diffusometry of the Bakken Petroleum System. *SPWLA 57th Annual Logging Symposium* (25-29 June 2016, Reykjavik, Iceland), 2016, Paper SSS, 7 p.

Kontorovich A.E., Rodyakin S.V., Burshteyn L.M., Kostyreva E.A., Ryzhkova S.V., Yan P.A. Poristost' i neftenasyshchennost' porod bazhenovskoy svity [Porosity and oil saturation of Bazhenov Formation rocks]. *Geologiya nefti i gaza*, 2018, no. 5, pp. 61-73. (In Russ.). DOI: [10.31087/0016-7894-2018-5-61-73](https://doi.org/10.31087/0016-7894-2018-5-61-73)

Kontorovich A.E., Yan P.A., Zamiraylova A.G., Kostyreva E.A., Eder V.G. Klassifikatsiya porod bazhenovskoy svity [Classification of Bazhenov Formation rocks]. *Geologiya i geofizika*, 2016, no. 11, pp. 2034-2043. (In Russ.). DOI: [10.15372/GiG20161106](https://doi.org/10.15372/GiG20161106)

Korb J.P., Vorapalawut N., Nicot B., Bryant R.G. Relation and Correlation between NMR Relaxation Times, Diffusion Coefficients, and Viscosity of Heavy Crude Oils. *The Journal of Physical Chemistry*, 2015, vol. 119, no. 43, pp. 24439-24446. DOI: [10.1021/acs.jpcc.5b07510](https://doi.org/10.1021/acs.jpcc.5b07510)

Primenenie metoda yadernogo magnitnogo rezonansa dlya kharakteristiki svoystva i raspredeleniya plastovykh flyuidov [Nuclear magnetic resonance application for reservoir fluids distribution and properties characterization]. I.S. Dzhabarov, P.E. Syngaevskiy, S.F. Khafizov. Moscow: Khimiya, 2002, 439 p. (In Russ.).

Shumskayte M.Y., Glinskikh V.N. Analiz vliyaniya ob'emnogo sodержaniya i tipa glinistykh mineralov na relaksatsionnye kharakteristiki peschano-alevritovykh obraztsov kerna [Analysis of the effect of volumetric content and the type of clay minerals on relaxation characteristics of sandy-aleuritic core samples]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2015, no. 7, pp. 35-38. (In Russ.).

Shumskayte M.Y., Glinskikh V.N. Eksperimental'noe issledovanie zavisimosti YAMR-kharakteristik ot udel'noy poverkhnosti i udel'nogo elektricheskogo soprotivleniya peschano-alevritoglinistykh obraztsov [Relation of NMR parameters with specific surface and resistivity of shaly sandstone and siltstone samples: experimental study]. *Geologiya i geofizika*, 2016, vol. 57, no. 10, pp. 1911-1918. (In Russ.). DOI: [10.15372/GiG20161009](https://doi.org/10.15372/GiG20161009)

Shumskayte M.Y., Glinskikh V.N., Bortnikova S.B., Kharitonov A.N., Permyakov V.S. Laboratornoe izuchenie zhidkostey vynosimykh iz skvazhin metodom YAMR-relaksometrii [NMR-relaxometry laboratory study of fluids taken from boreholes]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2017, vol. 328, no. 2, pp. 59-66. (In Russ.).

Zaripov T.A., Doroginitskiy M.M., Gizatullin B.I., Abdullin T.R., Musin K.M., Murzakaev V.M. Rezul'taty izucheniya vyazkosti nefti s mestorozhdeniy respublik Tatarstan s pomoshch'yu metoda Yadernoy magnitno-rezonansnoy relaksometrii [Results of oil viscosity study from Tatarstan fields through nuclear magnetic resonance relaxometry]. *Karotazhnik*, 2015, no. 253, pp. 3-13. (In Russ.).