

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/29_2017

УДК 543.422.25:[550.4:552.578](571.1)

Тураханов А.Х., Глинских В.Н., Каширцев В.А., Фурсенко Е.А., Шумскайте М.Й.
Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН), Новосибирск, Россия, Aman-Turakhanov@yandex.ru, GlinskikhVN@ipgg.sbras.ru, KashircevVA@ipgg.sbras.ru, FursenkoEA@ipgg.sbras.ru, ShumskaiteMI@ipgg.sbras.ru

ПРИМЕНЕНИЕ ЯДЕРНОГО МАГНИТНОГО РЕЗОНАНСА - РЕЛАКСОМЕТРИИ ДЛЯ ЭКСПРЕСС-ИССЛЕДОВАНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ И ГРУППОВОГО СОСТАВА НЕФТИ И КОНДЕНСАТА

Ядерный магнитный резонанс широко используется в лабораторных и скважинных исследованиях для определения фильтрационно-ёмкостных свойств горных пород. Применительно к изучению физико-химических свойств пластовых флюидов в работе исследуются его возможности как экспресс-метода для оценки реологических свойств и группового состава нефти и конденсата. Изучены образцы углеводородов ряда нефтегазовых месторождений Западной Сибири и выполнен сопоставительный анализ с результатами стандартных геохимических исследований.

Ключевые слова: ядерный магнитный резонанс - релаксометрия, реологические свойства нефти и конденсата, групповой состав углеводородов, Западная Сибирь.

Введение

Ядерный магнитный резонанс (ЯМР) – мощный физический эффект, широко используемый в различных областях научных исследований для изучения состава и структуры вещества, а также его состояния. Эффект нашел применение и в нефтегазовой отрасли, интенсивное внедрение связано с созданием в 90-х гг. прошлого века скважинной аппаратуры импульсного ядерно-магнитного каротажа для изучения фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) горных пород, вскрытых скважиной [Джафаров, Сынгаевский, Хафизов, 2002]. За это время опубликовано большое количество научных работ, посвященных определению ФЕС, структуры порового пространства горных пород [Fleury, Deflandre, Godefroy, 2003; Шумскайте, Долманский, 2013; Шумскайте, Глинских, 2015а], а также типизации флюидов, содержащих углеводороды [Freedman, Heaton, 2004] и оценке их реологических свойств [Freedman et al., 2003; Тураханов и др., 2017].

Как известно, определение реологических свойств нефти и других флюидов на ранней стадии изучения нефтегазовых резервуаров чрезвычайно важно, поскольку они определяют продуктивность пласта. Метод ЯМР позволяет оценивать вязкость нефти на основе данных о характерных временах спада продольной (T_1) и поперечной (T_2) компонент вектора макроскопической намагниченности, в том числе при исследованиях в скважинах [Hursan et

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

Наряду с реологическими свойствами, при изучении образцов нефти и конденсата важно знать состав флюида. Показано [Shkalikov, Skirda, Archipov, 2006], что состав нефти влияет на её вязкость – исследована зависимость вязкости образцов нефти от концентрации асфальтеновых соединений. Вопрос оценки группового состава нефти методом ЯМР-релаксометрии обсуждается в работе К. Mirotchnik с соавторами [Mirotchnik et al., 2001], где предложена экспериментальная методика оценки соотношения ароматических, насыщенных, смолистых и асфальтеновых соединений.

Поскольку время ЯМР-эксперимента составляет от единиц секунд до десятка минут, то этот метод можно эффективно использовать для экспресс-оценок реологических свойств и состава образцов нефти и конденсата как в лаборатории, так и непосредственно при бурении скважины или её эксплуатации. Лабораторное ЯМР-изучение флюидов требуется для исследования релаксационных характеристик, результаты которого необходимы для интерпретации данных ядерно-магнитного каротажа.

Настоящая работа посвящена развитию лабораторной ЯМР-релаксометрии применительно к экспресс-изучению реологических свойств и группового состава нефти и конденсата.

Исследование образцов нефти и конденсата с месторождений Западной Сибири

Выполнено ЯМР-исследование более 90 образцов флюидов, включая образцы нефти с вязкостью от 1,5 до 120 мПа·с (при 20°C) и нефтяного конденсата с фракциями, выкипающими при температуре ниже и выше 200°C. По результатам исследований выполнен сопоставительный анализ с реологическими характеристиками и групповым составом, полученными по данным стандартных геохимических методов.

ЯМР-измерения проведены на релаксометре «МСТ-05» с индукцией магнитного поля 55 мТл и рабочей частотой 2,2 МГц при температуре 22°C. Система постоянных магнитов релаксометра выполнена на основе самарий-кобальтового сплава с рабочим температурным диапазоном от -60°C до +350°C. В эксперименте использована импульсная последовательность Карра-Парселла-Мейбума-Гилла с регистрацией сигнала спинового эха. Накоплен опыт применения ЯМР-релаксометра для изучения керна [Шумскайте, Глинских, 2015б, 2016], а также флюидов [Шумскайте и др., 2017].

Для образцов нефти различной вязкости определены непрерывный и дискретный

спектры T_2 , представленные на рис. 1. По непрерывному спектру видно, что чем больше вязкость флюида, тем меньше T_2 , связанное с увеличением доли смолисто-асфальтеновых соединений в составе образца (рис. 1а). Данные соединения представляют собой большие агрегаты-кластеры, имеющие сложную надмолекулярную структуру [Jones, Taylor, 2015]. Наличие подобных структур затрудняет свободное движение молекул во флюиде и, таким образом, приводит к ускорению релаксационных процессов и уменьшению T_2 соответственно.

Дискретный спектр получен путем минимизации числа компонент в непрерывном T_2 спектре (рис. 1б). Данный результат обработки позволяет выделить основные группы компонент и получить их относительное соотношение, что может быть использовано для предварительных или экспресс-оценок группового состава флюида.

В качестве параметра, характеризующего T_2 спектр, широко используется среднее логарифмическое значение T_2^{LM} , которое вычисляется следующим образом:

$$T_2^{LM} = \exp\left(\frac{\sum_{i=1}^N \alpha_i T_{2i}}{\sum_{i=1}^N \alpha_i}\right), \quad (1)$$

где T_{2i} – время релаксации для i -й компоненты, α_i – доля i -й компоненты в T_2 спектре.

С целью изучения возможностей ЯМР-релаксометрии применительно к групповому анализу и оценке реологических свойств проведены ЯМР-измерения образцов нефти и конденсатов с ряда месторождений Западной Сибири. Выполнено сопоставление ЯМР-характеристик образцов нефти и конденсата с реологическими свойствами (табл. 1), а также их групповым составом (табл. 2), измеренных стандартными лабораторными методами. Классификация нефти в таблицах выполнена в соответствии с ГОСТ [ГОСТ Р 51858-2002].

По данным табл. 1 T_2^{LM} хорошо коррелирует с коэффициентом динамической вязкости. По результатам исследований получено следующее уравнение, связывающее коэффициент вязкости с T_2^{LM} :

$$\eta = \alpha \frac{T}{T_2^{LM}}, \quad (2)$$

где η – коэффициент динамической вязкости (мПа·с), T – температура, при которой проводятся измерения (°К), T_2^{LM} – среднее T_2 (мс), константа $\alpha = 2,31$. Формула получена в результате аппроксимации экспериментальных данных ($R^2 = 0,95$).

Таким образом, авторами предложено уравнение для расчета коэффициента динамической вязкости изученных образцов нефти с ряда месторождений Западной Сибири на основе данных ЯМР-релаксометрии.

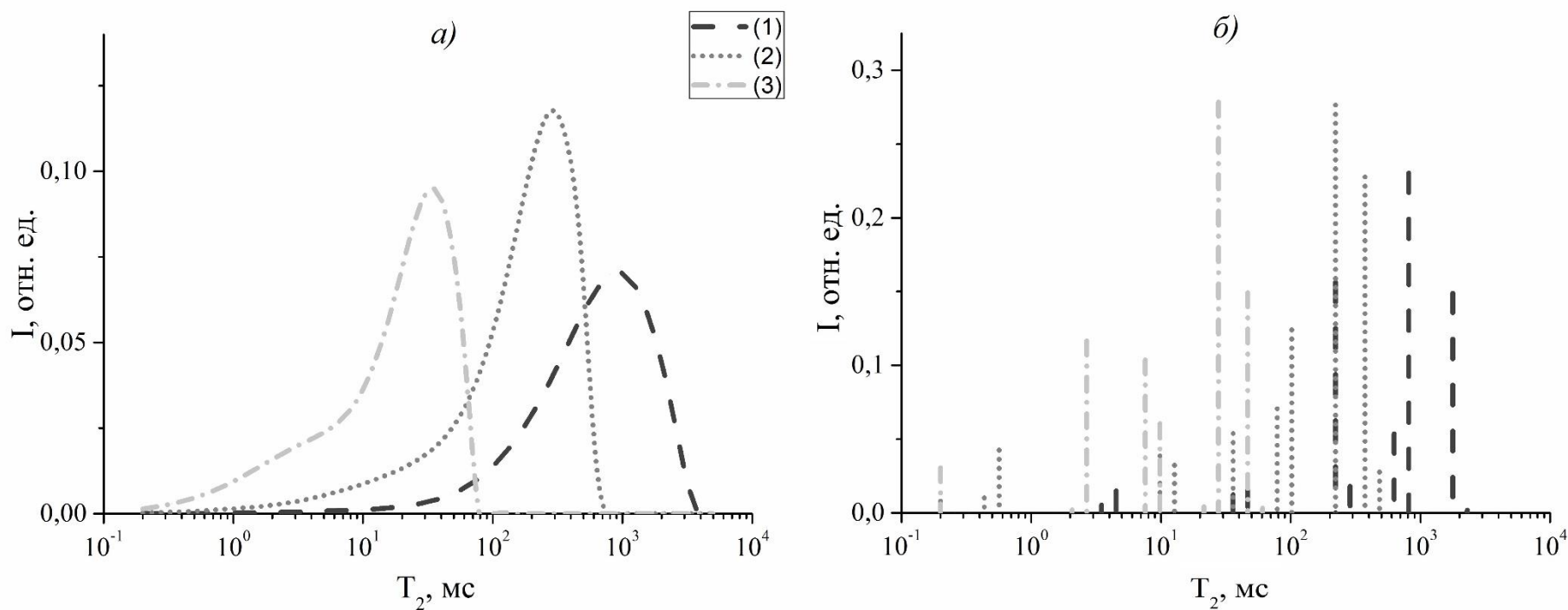


Рис. 1. Непрерывный (а) и дискретный (б) T_2 спектр для образцов нефти разной вязкости

Шифры линий соответствует номер образца. Вязкость образца 1 составляет 1,6 мПа·с, 2 – 9 мПа·с, 3 – 110 мПа·с.

Таблица 1

Результаты лабораторных ЯМР и стандартных измерений реологических свойств углеводородов

Тип УВ	ЯМР метод		Стандартный метод		
	T_2 , мс	Динамическая вязкость (22 °С), мПа·с	Плотность, г/см ³	Кинематическая вязкость (20 °С), мм ² /С	Динамическая вязкость (20 °С), мПа·с
конденсат	512,85	1,35	0,79	1,76	1,39
особо легкая нефть	430,60	1,60	0,81	2,02	1,63
легкая нефть	100,15	6,80	0,85	8,12	6,90
средняя нефть	75, 55	9,10	0,86	10,45	9,01
тяжелая нефть	7,35	92,80	0,90	135,54	121,67
битуминозная нефть	23,20	29,40	0,94	36,87	34,53

Таблица 2

Результаты лабораторных ЯМР и стандартных измерений группового состава углеводородов

Тип УВ	ЯМР (стандартный) метод		
	Групповой состав, %		
	Смолисто-асфальтеновые	Ароматические	Насыщенные
конденсат	- (3)	28 (20)	72 (77)
особо легкая нефть	- (7)	16 (19)	76 (74)
легкая нефть	7 (9)	23 (23)	70 (68)
средняя нефть	14 (16)	36 (39)	47 (45)
тяжелая нефть	17 (25)	29 (31)	38 (34)
битуминозная нефть	23 (30)	42 (38)	35 (42)

Что касается возможности определения группового состава, то наблюдается четкая корреляция между результатами стандартных методов и ЯМР-измерений (см. табл. 2). Отсутствие данных по концентрации смолисто-асфальтеновых соединений в образцах конденсата и особо легкой нефти связано с тем, что для регистрации сигнала от данных флюидов на ЯМР-релаксометре «МСТ-05» необходимо время между эхо-импульсами, сравнимое с временем T_2 , характерным для смол и асфальтенов. За это время ядра атомов водорода в данных соединениях успевают срелаксировать и не дают заметный вклад в ЯМР-сигнал. Пример образцов легкой и средней нефти показывает, что относительная погрешность определения группового состава не превосходит 10%. Это обуславливает возможность

использования метода ЯМР-релаксометрии для экспресс-оценки реологических свойств флюидов. На примере образцов тяжелой и битуминозной нефти наблюдается ухудшение корреляции, что объясняется большой долей смолисто-асфальтовых соединений и требует проведения дальнейших исследований по повышению точности результатов.

Данные в табл. 1 и 2 подтверждают тот факт, что повышение вязкости связано с наличием смолисто-асфальтовых составляющих. Увеличение вязкости нефти приводит к смещению спектра T_2 в область «мертвого» времени прибора, а значит и понижению точности результатов, так как наиболее быстро релаксирующие компоненты не могут быть зарегистрированы с необходимой точностью.

Как показали исследования лабораторный метод ЯМР-релаксометрии демонстрирует высокую оперативность измерений и информативность получаемых результатов применительно к изучению образцов нефти и конденсата.

ЯМР-исследование модельных образцов

Для обоснования проведенных экспериментов и полученных оценок выполнены ЯМР-измерения модельных образцов, включающих смеси бензола и петролейного эфира при различном их соотношении. Исследование выполнено с целью оценки влияния группового состава (соотношение ароматические/насыщенные соединения) на определяемые ЯМР-характеристики, в том числе в зависимости от температуры. Бензол и петролейный эфир выбраны не случайно, поскольку петролейный эфир представляет собой смесь легких предельных алканов – пентанов и гексанов, а бензол – представитель ароматического ряда. Для модельного эксперимента подготовлены 11 проб: 100% бензол, 100% петролейный эфир, а также 9 образцов смеси бензол/петролейный эфир в пропорциях от 10% до 90%. В результате обработки полученных данных, установлена зависимость среднего T_2^{LM} смеси от температуры и концентрации петролейного эфира, приведенная на рис. 2. С ростом концентрации петролейного эфира и увеличением температуры среднее T_2^{LM} смеси возрастает, что обусловлено увеличением подвижности молекул.

На основе полученных результатов установлен характер зависимостей среднего T_2^{LM} смеси бензол-петролейный эфир в соотношении 1:1 от температуры и концентрации петролейного эфира при 20°C и выполнен их детальный анализ. Так, приведенная на рис. 3а зависимость среднего T_2^{LM} от температуры (от 5°C до 40°C с шагом 7°C) при соотношении 1:1 смеси бензола и петролейного эфира, подчиняется линейному закону, что подтверждает установленную ранее зависимость (2).

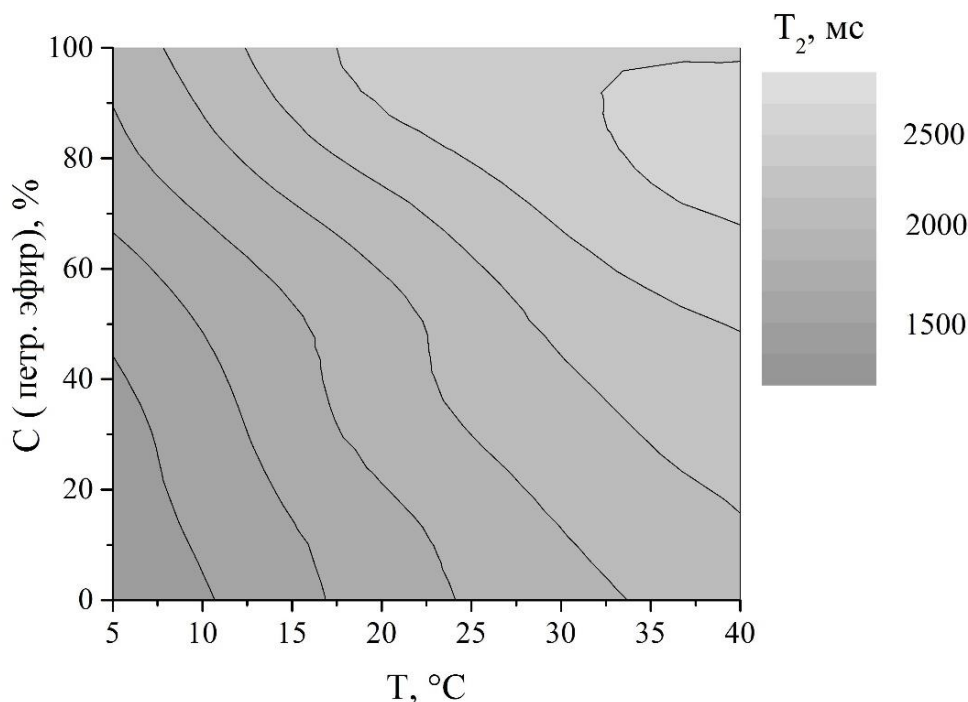


Рис. 2. Зависимость среднего T_2^{LM} смеси бензол-петролейный эфир от температуры и концентрации петролейного эфира

Представленная на рис. 3б зависимость среднего T_2^{LM} смеси от концентрации петролейного эфира при температуре 20°C показывает, что она подчиняется гиперболическому закону:

$$\frac{1}{T_2^{LM}} = \sum_{i=1}^P k_i C_i \frac{1}{T_{2i}}, \quad (3)$$

где C_i – концентрация i -го соединения, k_i – коэффициент, равный 1 в случае, если соединение выступает в роли растворителя, иначе -1; T_{2i} – характерное T_2 i -го соединения, P – общее число соединений, слагающих данный модельный образец. Данное уравнение согласуется с классической теорией ЯМР-релаксации: скорость релаксации линейно зависит от концентрации.

Времена насыщенных и ароматических соединений отличаются, а среднее T_2^{LM} смеси обратно пропорционально их концентрации (рис. 3). Таким образом, это обуславливает возможность проведения группового анализа на основе ЯМР-данных.

Далее приведены результаты численного моделирования для подтверждения возможности оценки группового состава нефти и конденсата с помощью анализа дискретного ЯМР-спектра. Рассматриваемая модель основана на том, что протоны, принадлежащие разным типам соединений (насыщенные и ароматические соединения, смолы и асфальтены), можно разделить на несколько групп.

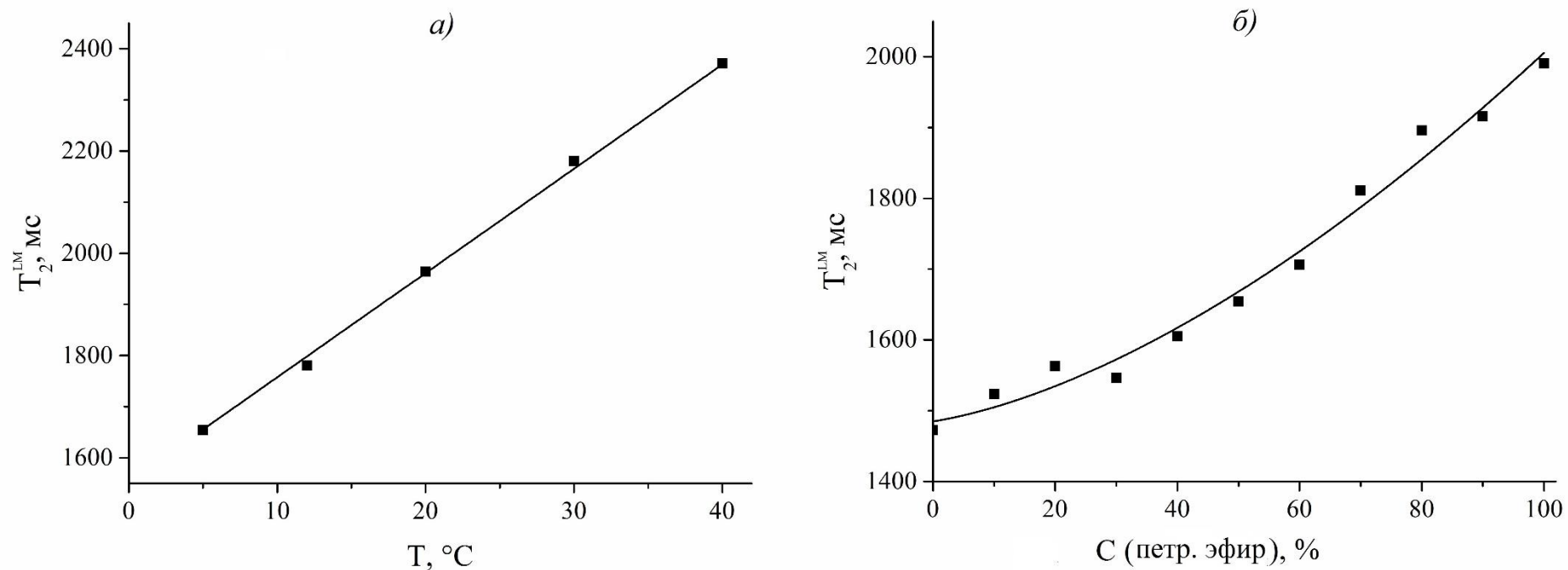


Рис. 3. Зависимости среднего T_2^{LM} смеси бензол-петролейный эфир в соотношении 1:1 от температуры (а) и концентрации петролейного эфира при 20°C (б)

Каждая группа протонов имеет свои характерные T_2 . В таком случае суммарный сигнал представляет собой суперпозицию сигналов протонов разных групп. В данной работе рассматриваются 4 модели – протоны одной группы с $T_2 = 1000$ мс, двух групп $T_2 = \{1000, 100\}$ мс, трех групп $T_2 = \{1000, 100, 10\}$ мс и четырех групп $T_2 = \{1000, 100, 10, 1\}$ мс. В рамках этих моделей проведено математическое моделирование синтетических ЯМР-данных с использованием функции вида:

$$f_i = \sum_{i=1}^N a_i e^{-\frac{t_j}{T_{2i}}} + \varepsilon(t_j), \quad (4)$$

где f_i – смоделированный сигнал спада намагниченности в момент времени t_j , a_i – доля протонов i -й группы (a_i в каждом из случаев подобраны в соотношении 1:1), $N = \{1, 2, 3, 4\}$ – общее число групп протонов, $\varepsilon(t_j)$ – шум, распределенный по нормальному закону с дисперсией 0,05.

Решение обратной задачи, связанное с определением содержания разного типа соединений, основано на решении системы линейных алгебраических уравнений (СЛАУ) $Ba = f$, где матрица СЛАУ имеет вид:

$$B = \begin{bmatrix} e^{-\frac{t_1}{T_{21}}} & \cdot & \cdot & \cdot & e^{-\frac{t_1}{T_{2N}}} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ e^{-\frac{t_M}{T_{21}}} & \cdot & \cdot & \cdot & e^{-\frac{t_M}{T_{2N}}} \end{bmatrix}. \quad (5)$$

Полученная СЛАУ решается методом наименьших квадратов путём минимизации функционала невязки. Наряду с данным методом решения обратной задачи также используется решение, основанное на обратном преобразовании Лапласа [Перепухов, Шестаков, 2010]. Численная инверсия зашумлённых синтетических данных позволяет сделать оценку точности восстановления коэффициентов a_i , которые несут информацию о количественном содержании протонов i -й группы. Результаты численных экспериментов представлены на рис. 4, где показаны непрерывные и дискретные спектры T_2 для смоделированных спадов сигнала намагниченности.

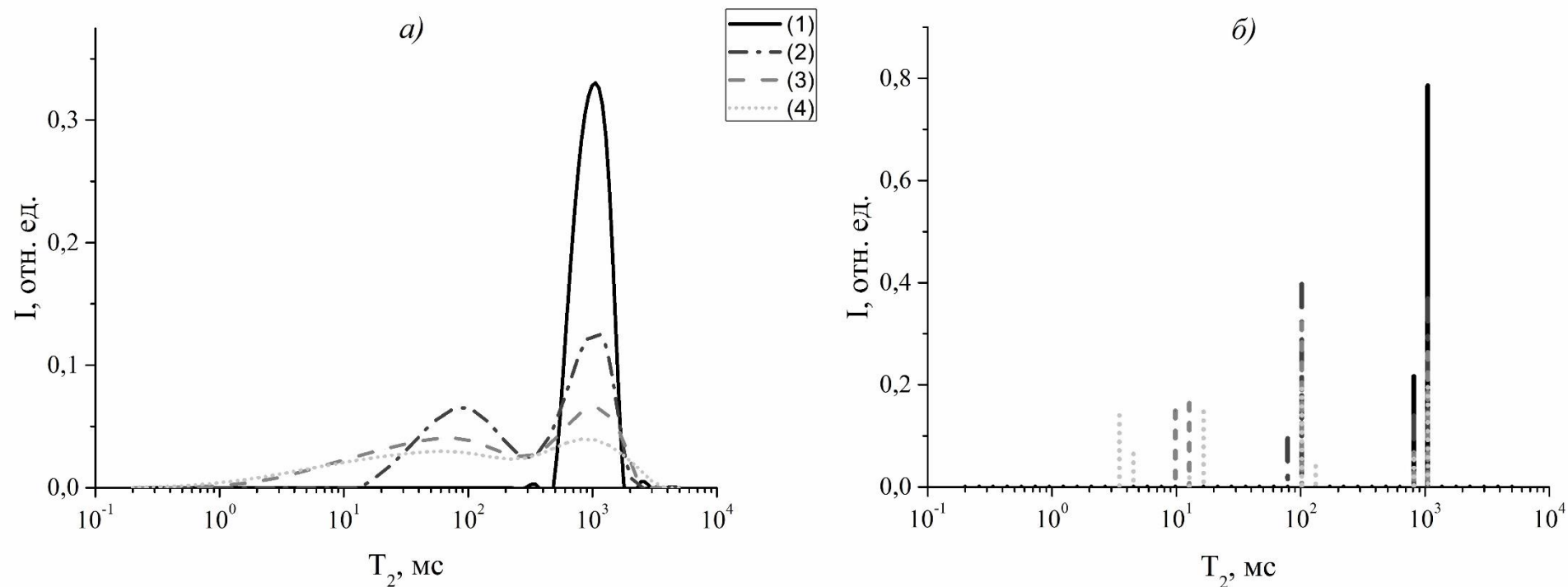


Рис. 4. Непрерывный (а) и дискретный (б) T_2 спектр для зашумленных синтетических ЯМР-данных

Шифру линий соответствует номер модели. В модели 1 рассмотрена 1 группа протонов: $T_2 = 1000$ мс, 2 – две: $T_2 = \{1000, 100\}$ мс, 3 – три: $T_2 = \{1000, 100, 10\}$ мс, 4 – четыре: $T_2 = \{1000, 100, 10, 1\}$ мс.

Выполненные лабораторные и численные эксперименты показали, что метод ЯМР-релаксометрии может быть широко использован для экспресс-оценок реологических свойств и состава образцов нефти и конденсата. Для повышения точности результатов изучения образцов тяжелой и битуминозной нефти, а также битумоидов, экстрагированных из нефтесодержащего керна, которые характеризуются большой долей смолисто-асфальтеновых соединений, необходимо совершенствовать методику обработки данных ЯМР, а также лабораторное оборудование, обеспечивающих большую однородность магнитного поля и величину магнитной индукции для увеличения разрешающей способности.

Заключение

Таким образом, в работе лабораторными ЯМР-экспериментами установлена высокая корреляция времени поперечной релаксации нефти с реологическими свойствами, для описания установленной зависимости которых предложено уравнение связи среднего T_2^{LM} с коэффициентом динамической вязкости. Показана возможность определения группового состава образцов нефти и конденсата на основе данных ЯМР-релаксометрии, обоснование выполнено проведенными экспериментами на модельных образцах и подтверждается численным моделированием. Дальнейшие исследования связаны с необходимостью повышения точности ЯМР-результатов путем совершенствования и развития как методики обработки данных на основе современного математического аппарата, так и экспериментальной базы, увеличивая величину и однородность магнитного поля.

Литература

ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. – М.: ГОССТАНДАРТ РОССИИ, 2002. – 11 с.

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

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.

Переухов А.М., Шестаков С.Л. Алгоритм обратного преобразования Лапласа для обработки сложных релаксационных зависимостей // Труды МФТИ. – 2010. – Т. 2. – №2. – С. 35–40.

Тураханов А.Х., Глинских В.Н., Фурсенко Е.А., Шумская М.И. Экспрессное изучение

группового состава и реологических свойств углеводородов методом ЯМР-релаксометрии // Тюмень-2017: Геонауки — ключ к рациональному освоению недр: материалы 5-й международной научно-практической конференции (Тюмень, 2017). - CD-ROM, C03. - 10.3997/2214-4609.201700082. Режим доступа: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=87663>.

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

Шумская И. М., Глинских В. Н. Изучение удельной поверхности водонасыщенных песчано-алевролитовых пород по данным ЯМР-релаксометрии // Тюмень-2015: Глубокие горизонты науки и недр: материалы 4-ой международной научно-практической конференции (Тюмень, 2015). - CD-ROM, PP02. - 10.3997/2214-4609.201412051. Режим доступа: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=79691>.

Шумская И. М., 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.

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

Шумская И. М., Долманский Ю. К. Оценка объемного содержания и типа глинистых минералов с использованием ЯМР-релаксометрии // Тюмень-2013: Новые геотехнологии для старых провинций: материалы 3-й международной научно-практической конференции. (Тюмень, 2013). - CD-ROM, PR3. - 10.3997/2214-4609.20142726. Режим доступа: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=67252>.

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.

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: <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: <https://doi.org/10.2118/181600-MS>

Jones M., Taylor S.E. NMR relaxometry and diffusometry in characterizing structural, interfacial and colloidal properties of heavy oils and oil sands // Advances in Colloid and Interface Science. – 2015. – №224 – P. 33-45. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.cis.2015.07.007>

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., Voropalawut 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: <https://doi.org/10.1021/acs.jpcc.5b07510>

Mirotchnik K., Kantzas A., Starosud A., Aikman M. A New method for group analysis of petroleum fractions in unconsolidated porous media // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2001. – №40. – P. 38-44.

Shkalikov N.V., Skirda V.D., Archipov R.V. Solid-like component in the spin-spin NMR-relaxation of heavy oils // Magnetic Resonance in Solids. Electronic Journal. – 2006. – Vol. 8. - №1. – P. 38-42.

Turakhanov A.K., Glinskikh V.N., Kashirtsev V.A., Fursenko E.A., Shumskaitė M.I.

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, Aman-Turakhanov@yandex.ru, GlinskikhVN@ipgg.sbras.ru, KashirtsevVA@ipgg.sbras.ru, FursenkoEA@ipgg.sbras.ru, ShumskaitėMI@ipgg.sbras.ru

THE APPLICATION OF THE NUCLEAR MAGNETIC RESONANCE RELAXOMETRY METHOD TO EXPRESS-STUDY OF RHEOLOGICAL PROPERTIES AND COMPOSITION OF OIL AND GAS CONDENSATE

Nuclear Magnetic Resonance is widely used today in laboratory and borehole studies of rock porosity and permeability properties. Applying to oil-containing fluid physicochemical properties investigation this paper is devoted to Nuclear Magnetic Resonance Relaxometry possibilities study as an express-method of rheological properties evaluation and saturates, aromatics, resins and asphaltenes (SARA) analysis of hydrocarbons samples. Nuclear Magnetic Resonance Relaxometry properties of hydrocarbons samples from a number of fields in Western Siberia were studied. A comparative analysis with the results of standard geochemical studies was made.

Keywords: Nuclear Magnetic Resonance Relaxometry, rheological properties oil and gas condensate, SARA analysis of hydrocarbons.

References

Dzhafarov I.S., Syngaevskiy P.E., Khafizov S.F. Primenenie metoda yadernogo magnitnogo rezonansa dlya kharakteristiki svoystva i raspredeleniya plastovoykh flyuidov [The application of the nuclear magnetic resonance method to characterize the feature and distribution of formation fluids]. Moscow, Khimiya, 2002, 439 p.

Fleury M., Deflandre F., Godefroy S. Validity of permeability prediction from NMR measurements. Comptes Rendus de l'Académie des Sciences, Chemistry, 2001, no. 4, p. 869-872.

Freedman R, Heaton N. Fluid characterization using nuclear magnetic resonance logging. Petrophysics, 2004, no. 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, no. 8, p. 317–327. DOI: <https://doi.org/10.2118/87340-PA>

GOST R 51858-2002. Neft'. Obshchie tekhnicheskie usloviya [Oil. General technical requirements]. Moscow, GOSSTANDART ROSSII, 2002, 11 p.

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: <https://doi.org/10.2118/181600-MS>

Jones M., Taylor S.E. NMR Relaxometry and Diffusometry in characterizing structural, interfacial and colloidal properties of heavy oils and oil sands. Advances in Colloid and Interface Science, 2015, no. 224, p. 33-45. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.cis.2015.07.007>

Kausik R., Fella 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., Voropalawut 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, p. 24439-24446. DOI: <https://doi.org/10.1021/acs.jpcc.5b07510>

Mirotchnik K, Kantzas A, Starosud A, Aikman M. A New method for group analysis of petroleum fractions in unconsolidated porous media. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2001, no. 40, p. 38-44.

Perepuhov A.M., Shestakov S.L. Algoritm obratnogo preobrazovaniya Laplasya dlya obrabotki slozhnykh relaksatsionnykh zavisimostey [Inverse Laplace transformation algorithm for complex

relaxation dependencies processing]. Trudy MFTI, 2010, vol. 2, no 2, p. 35–40.

Shkalikov N.V., Skirda V.D., Archipov R.V. Solid-like component in the spin-spin NMR-relaxation of heavy oils. Magnetic Resonance in Solids. Electronic Journal, 2006, vol. 8, no. 1, p. 38-42.

Shumskayte M.Y., Dolomanskiy Yu.K. *Otsenka obemnogo sodержaniya i tipa glinistykh mineralov s ispolzovaniem YAMR-relaksometrii* [Evaluation of the volume content and clay minerals type using NMR relaxometry]. Tyumen-2013: Novye geotekhnologii dlya starykh provintsiy: materialy 3-y mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii. Tyumen, 2013. CD-ROM, PR3. – 10.3997/2214-4609.20142726. Rezhim dostupa: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=67252>.

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 clay minerals type on relaxation characteristics of sandy-aleuritic core samples]. Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanikh i gazovykh mestorozhdeniy, 2015, no 7, p. 35-38.

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, p. 1911-1918.

Shumskayte M.Y., Glinskikh V.N. *Izuchenie udel'noy poverkhnosti vodonasyshchennykh peschano-alevrolitovykh porod po dannym YAMR-relaksometrii* [Specific surface area study of sand-siltstone rocks using NMR-relaxometry]. Tyumen-2015: Glubokie gorizonty nauki i nedr: materialy 4-y mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii. Tyumen, 2015. CD-ROM, PP02. – 10.3997/2214-4609.201412051. Rezhim dostupa: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=79691>.

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, p. 59-66

Turakhanov A.K., Glinskikh V.N., Fursenko E.A., Shumskayte M.Y. *Ekspressnoe izuchenie gruppovogo sostava i reologicheskikh svoystv uglevodorodov metodom YAMR-relaksometrii* [Express-study of SARA analysis and rheological properties of hydrocarbons using NMR-relaxometry]. Tyumen-2017: Geonauki – klyuch k ratsionalnomu osvoeniyu nedr: Materialy 5-y mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii. Tyumen, 2017. CD-ROM, C03. – 10.3997/2214-4609.201700082. Rezhim dostupa: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=87663>.

Zaripov T.A., Doroginitskiy M.M., Gizatullin B.I., Abdullin T.R., Musin K.M., Murzakaev V.M. *Rezultaty izucheniya vyazkosti nefi s mestorozhdeniy respubliki Tatarstan s pomoshch'yu metoda Yadernoy magnitno-rezonansnoy relaksometrii* [Results of oil viscosity study from Tatarstan fields employing nuclear magnetic resonance relaxometry]. Karotazhnik, 2015, no. 253, p. 3-13.