

УДК 550.8.055:550.845

ЛАБОРАТОРНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ЖИДКОСТЕЙ, ВЫНОСИМЫХ ИЗ СКВАЖИН, МЕТОДОМ ЯМР-РЕЛАКСОМЕТРИИ

Шумскайте Мария Ионовна¹,
ShumskaiteMI@ipgg.sbras.ru

Глинских Вячеслав Николаевич^{1,2},
GlinskikhVN@ipgg.sbras.ru

Бортникова Светлана Борисовна¹,
BortnikovaSB@ipgg.sbras.ru

Харитонов Андрей Николаевич³,
Andrey@nadym-dobycha.gazprom.ru

Пермяков Виктор Сергеевич³,
Permyakov.VS@nadym-dobycha.gazprom.ru

¹ Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
Россия, 630090, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3.

² Новосибирский государственный университет,
Россия, 630090, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2.

³ ООО «Газпромдобыча Надым»,
Россия, 629730, г. Надым, ул. Пионерская, 14.

Актуальность. Своевременная диагностика жидкости, выносимой из скважин, позволяет на начальной стадии их эксплуатации выявить возникновение обводнения и разрушения призабойной зоны. В настоящее время диагностика жидкой фазы проводится в лабораторных условиях на основе гидрохимического анализа отобранных проб воды. Этот метод даёт исчерпывающую информацию об ионно-солевом и микрокомпонентном составе исследуемых жидкостей. Оперативность диагностики в большинстве случаев имеет особо важное значение, что обуславливает необходимость поиска альтернативных методов и подходов к экспресс-изучению скважинных жидкостей. Таким методом является ЯМР-релаксометрия, применение которого в комплексе с гидрохимическими данными позволяет эффективно типизировать жидкости, выносимые из скважин.

Цель работы: развитие метода ЯМР-релаксометрии применительно к решению задачи диагностики жидкости, выносимой из скважин, на основе зависимости времени поперечной релаксации от концентрации парамагнитных ионов.

Методы исследования: расширенный гидрохимический анализ, включающий определение ионно-солевого и микроэлементного состава, а также лабораторный метод импульсной ЯМР-релаксометрии, направленный на определение времен поперечной релаксации.

Результаты. С использованием данных лабораторного гидрохимического анализа о ионно-солевом и микрокомпонентном составе жидкостей, выносимых из скважин, на основе проведенных ЯМР-исследований экспериментально подтверждено, что время поперечной релаксации существенно зависит от изменения концентрации парамагнитных ионов металлов. Установлена зависимость времени поперечной релаксации от содержания ионов кальция и натрия, по которым выделяют техногенную и пластовую воды по результатам гидрохимического анализа, что составляет основу для оперативной типизации по ЯМР-данным жидкости, выносимой из скважин. Эта зависимость позволяет однозначно выделять техногенную воду, характеризующуюся повышенным содержанием парамагнитных ионов металлов.

Ключевые слова:

Ядерно-магнитный резонанс, релаксационные характеристики, пластовая жидкость, физико-химические свойства, гидрохимический анализ.

Введение

В продукции нефтегазовых скважин всегда содержится жидкость, которая в зависимости от стадии и условий эксплуатации скважины отличается по физико-химическому составу. При отсутствии осложнений в работе скважины эта жидкость – конденсационная вода. После проведения капитального ремонта скважины резко увеличивается содержание техногенной жидкости, состоящей из остатков растворов, применяемых при ремонте. Появление подошвенной воды свидетельствует о начале обводнения скважины –

быстро развивающемся процессе, который сопровождается интенсивным разрушением призабойной зоны пласта и создаёт опасность для технологического оборудования. Именно поэтому диагностика жидкости, выносимой из скважин, является актуальной задачей контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений. Эффективность ее решения обусловлена оперативностью исследований, чтобы уже на начальной стадии эксплуатации скважины выявлять проблемы возникновения заводнения и разрушения призабойной зоны.

Для этого в работе проводится лабораторная диагностика жидкостей методами гидрохимического анализа и импульсной ЯМР-релаксометрии, которые позволяют оперативно получать информацию о составе и свойствах жидкостей, выносимых из скважин. Аналитические методы гидрохимического анализа дают исчерпывающую информацию о ионно-солевом и микрокомпонентном составе жидкостей. Лабораторный метод ЯМР-релаксометрии хорошо зарекомендовал себя при исследованиях керна и пластовых флюидов и позволяет дополнить результаты гидрохимического анализа новыми данными об изменении физико-химических свойств жидкостей в зависимости от химического состава [1–9].

Идея работы состоит в том, что измеряемые в методе ЯМР характеристики существенно зависят от концентрации парамагнитных ионов металлов, таких как Fe^{3+} , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Mn^{2+} . Этот эффект составляет основу для оперативной диагностики жидкости, выносимой из скважин, с использованием лабораторного метода ЯМР-релаксометрии.

Гидрохимический анализ и ЯМР-релаксометрия проб жидкостей

Выполнен лабораторный гидрохимический анализ и ЯМР-релаксометрия 20 проб жидкостей, выносимых из скважин на Юбилейном, Ямсовейском и Медвежьем месторождениях ЯНАО.

Расширенный лабораторный гидрохимический анализ проб включал измерение значений водородного показателя, окислительно-восстановительного потенциала, электропроводности, содержания хлоридов, основных катионов и микроэлементов. Результаты ЯМР-исследований сопоставлялись с содержанием основных анионов, катионов и микроэлементов.

Содержание хлорид-ионов определялось потенциометрическим методом на портативном ионнометре ЭКСПЕРТ-001–3.0.4 (Эконикс-Эксперт) с помощью ионселективного электрода ЭЛИТ-261Cl. Катионы и микроэлементы определялись методом атомно-эмиссионной спектроскопии с индуктивно связанной плазмой на спектрометре OPTIMA-2000-DV (Perkin Elmer). ЯМР-характеристики определялись на ЯМР-релаксометре «МСТ-05» с рабочей частотой 2,2–2,3 МГц (Магнитные системы и технологии). Долевое соотношение разных типов вод в изучаемых жидкостях рассчитывалось по стандартной методике, предложенной ИПНГ РАН для геолого-технических условий рассматриваемых месторождений [10].

Изученные пробы жидкости имеют очень контрастные характеристики, частично состав проб приведен в работе [11]. По значениям pH среда растворов изменяется от слабокислой (pH=5,33) до слабощелочной (pH=7,5). Минерализация и концентрации элементов также существенно различаются. Определяющий анион – Cl^- находится в концентрациях от 0,98 до 27000 мг/л. Содержание основных катионов колеблется в пределах 2–4 порядков, концентрации микроэлементов изменяются ещё больше. Вследствие существенного различия составов жидкостей время поперечной релаксации (T_2), соответствующее максимальной амплитуде ЯМР-спектра, меняется от 40 до 2000 мс (табл. 1).

Гидрохимический анализ показал, что в рассматриваемой выборке нет двух жидкостей идентичного состава. В каждой пробе присутствуют различные типы жидкостей (пластовая, конденсационная, техногенная) в разном долевом соотношении. Так, высокое содержание хлоридов Na^+ , Mg^{2+} , Ba^{2+} , Sr^{2+} в пробах указывает на некоторую

Таблица 1. Значения T_2 (мс) проб жидкостей и концентрации элементов (мг/л)

Table 1. T_2 value of fluid samples and element concentrations (mg/l)

№ пробы/Sample no.	T_2	Cl	Ca	Mg	K	Na	Fe	Mn	Ba	Sr	Li
1	294,6	4000,0	1200,0	23,0	45,0	230,0	8,0	4,0	1,8	6,4	28,0
2	509,7	9300,0	3700,0	18,0	60,0	270,0	13,0	2,6	0,9	7,0	4,1
3	139,2	730,0	200,0	5,1	7,5	45,0	17,0	7,2	0,3	0,7	0,8
4	473,1	570,0	190,0	8,0	6,6	70,0	0,3	1,8	0,3	1,0	0,3
5	634,9	220,0	38,0	5,7	4,8	47,0	0,1	0,7	0,1	0,3	0,2
6	1765,0	21000,0	180,0	67,0	35,0	4000,0	0,1	0,9	8,5	27,0	0,3
7	1982,6	160,0	1,7	0,2	1,2	11,0	2,2	0,01	0,03	0,007	37,0
8	33,0	17000,0	5300,0	61,0	47,0	590,0	280,0	31,0	3,9	20,0	57,0
9	551,5	1800,0	460,0	8,0	7,7	42,0	12,0	1,3	1,1	1,4	67,0
10	291,8	17000,0	7900,0	45,0	109,0	530,0	42,0	3,4	6,0	22,0	1,5
11	367,6	19000,0	350,0	95,0	33,0	3810,0	0,8	2,7	3,4	15,0	7,4
12	77,1	7500,0	1500,0	27,0	9,7	340,0	61,0	14	1,1	6,3	7,0
13	1526,0	1,0	0,5	0,2	0,4	2,1	0,1	0,008	0,001	0,004	0,1
14	1544,1	17,0	13,0	4,0	1,6	3,6	0,1	0,02	0,04	0,07	0,1
15	1353,0	1700,00	240,0	84,0	28,0	4010,0	0,1	1,3	7,4	28,0	0,5
16	172,5	10000,0	3370,0	47,0	24,0	680,0	44,0	6,3	3,6	21,0	0,1
17	159,9	13000,0	4500,0	60,0	30,0	470,0	74,0	6,6	4,4	25,0	0,1
18	1403,7	21,0	9,3	1,9	0,2	1,7	0,1	0,3	0,06	0,1	0,01
19	41,5	2700,0	7100,0	120,0	76,0	1100,0	49,0	27	6,0	38,0	1,1
20	779,4	350,0	34,0	4,5	1,5	66,0	11,0	1,0	0,08	0,2	0,4

долю пластовых вод в этой жидкости. Содержание ионов Ca^{2+} в сочетании с высокой минерализацией и хлоридами характерно для техногенных вод. Жидкости, состоящие преимущественно из конденсационной воды, как правило, имеют повышенную кислотность по сравнению с пластовыми и техногенными водами, существенно более низкую электропроводность и минимальные концентрации макро- и микроэлементов.

В целом же по данным гидрохимического анализа техногенная вода характеризуется повышенным содержанием ионов Ca^{2+} , пластовая же вода характеризуется высоким содержанием ионов Na^+ .

На основании гидрохимических данных все пробы разделены на 3 группы: конденсационная, пластовая и техногенная вода, для которых определена процентная доля каждого типа воды в каждой пробе (табл. 2).

Таблица 2. Разделение проб жидкостей по долевого соотношению разных типов воды

Table 2. Separation of fluid samples according to the equity proportion of the different water types

№ пробы Sample no.	Доля воды/Water content, %		
	Конденсационной Condensate	Пластовой Formation	Техногенной Technogenous
1	86	0	14
2	64	0	36
3	98	0	2
4	98	0	2
5	99	0	1
6	19	81	0
7	97	0	2
8	0	17	83
9	89	0	11
10	0	0	100
11	0	100	0
12	80	0	20
13	100	0	0
14	100	0	0
15	3	92	0
16	61	0	39
17	53	0	47
18	100	0	0
19	0	9	91
20	99	0	1

На этой основе проведён анализ ЯМР-характеристик проб, изменяющихся в зависимости от генетической принадлежности жидкости. Определение ЯМР-характеристик различных пластовых флюидов основано на контрасте их коэффициентов диффузии и разном распределении T_2 нефти и газа в зависимости от РТ-условий. Несмотря на изменчивость ЯМР-характеристик, сигналы от разных типов флюидов часто можно спрогнозировать или определить при наличии данных лабораторных измерений [12–19].

Полученные ЯМР-спектры проб жидкостей, выносимых из скважин, разделяются на три группы. Первая группа характеризуется короткими T_2 (<500 мс) и относится к техногенной воде, вторая – пластовая вода с T_2 =350–1500 мс и третья – конден-

сационная вода с наибольшими T_2 (~2000–2500 мс). Водородосодержание всех проб составляет в среднем 93–99 %, ширина спектров и их амплитуда существенно отличаются друг от друга и от дистиллированной воды, с которой проводится сравнение всех жидкостей (рис. 1).

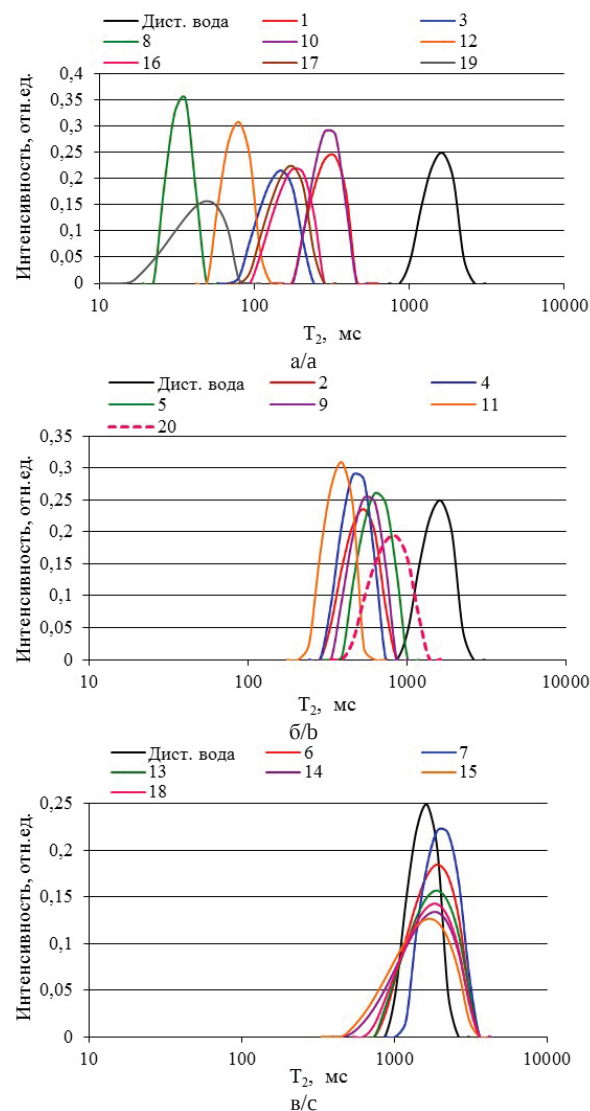


Рис. 1. Спектры по временам поперечной релаксации техногенной (а), пластовой (б) и конденсационной (в) вод. Шифры спектров соответствуют номерам проб жидкостей

Fig. 1. Spectra of the transverse relaxation times of the technological (a), formation (b) and condensate (c) water. Ciphers of spectra correspond to the numbers of fluid samples

Первая группа жидкостей – техногенная вода, характеризующаяся короткими T_2 (рис. 1, а). По данным гидрохимического анализа к техногенной воде (её содержание в пробе >80 %) относятся пробы 8, 10 и 19. Эти пробы отражены на ЯМР-спектрах первой группы. На графике присутствуют и другие пробы жидкостей с короткими T_2 , которые по ЯМР-данным также относятся к техногенной воде, но по данным гидрохимического ана-

лиза – нет. Это пробы 1, 3, 12, 16, 17, которые относятся к конденсационно-техногенным водам (табл. 2). ЯМР-метод однозначно определяет техногенную воду, которая характеризуется повышенным содержанием ионов Fe^{3+} , Ca^{2+} , Mn^{2+} , поскольку эти элементы значительно уменьшают T_2 .

Вторая группа проб жидкостей – пластовая вода (рис. 1, б). Это вода с минерализацией 17–20 г/л, характеризующаяся по данным гидрохимического анализа повышенным содержанием ионов Na^+ . По данным гидрохимического анализа к пластовой воде (содержание воды в пробе >80 %) относятся пробы 6, 11 и 15. На ЯМР-спектрах присутствует только проба 11. Оставшиеся на графике спектры проб 2, 4, 5, 9 и 20 по данным гидрохимического анализа относятся к конденсационно-техногенной воде с разным содержанием этих типов воды (табл. 2). Пробы 6 и 15 по ЯМР-данным относятся к конденсационной воде.

Поскольку спектры по T_2 конденсационных и пластовых вод перекрываются, бывает трудно разделить эти два типа жидкостей, выносимых из скважин. Это связано с тем, что в составе этих проб существенно отличаются только концентрации ионов Cl^- и Na^+ , которые практически не оказывают влияния на ЯМР-сигнал.

Конденсационная вода (близка по составу к дистиллированной воде) по данным гидрохимического анализа характеризуется повышенной концентрацией ионов Ba^{2+} и K^+ . По данным гидрохимического анализа к конденсационной воде (содержание в пробе >80 %) относятся пробы 1, 3, 4, 5, 7, 9, 12–14, 18 и 20. На ЯМР-спектрах (рис. 1, в) присутствуют пробы 7, 13, 14 и 20. Оставшиеся на графике спектры проб 6 и 15 по данным гидрохимического анализа относятся к конденсационно-пластовой воде (табл. 2). На графике нет спектров проб 1, 3, 4, 5, 9, 12 и 20, которые по ЯМР-данным относятся к техногенной воде (пробы 1, 3 и 12) и пластовой (пробы 4, 5, 9, 20). Это объясняется тем, что в пробах 1, 3 и 12 повышенное содержание ионов Fe^{3+} и Ca^{2+} , наличие которых приводит к значительному уменьшению T_2 . Пробы жидкостей, попавшие в группу пластовой воды по ЯМР-данным, содержат ионы, увеличивающие T_2 , поэтому их спектры оказались смещенными вправо относительно спектра дистиллированной воды.

На графиках (рис. 1) видно, что значения T_2 первой группы проб жидкостей на порядок короче, чем у дистиллированной воды, у пластовых вод (по ЯМР-данным) T_2 также существенно меньше, чем у дистиллированной воды.

Как известно [20], скорость релаксации прямо пропорциональна количеству парамагнитных включений и описывается выражением:

$$\frac{1}{T_2} = aC_{\text{пм}},$$

где $1/T_2$ – скорость релаксации; $C_{\text{пм}}$ – концентрация парамагнитных включений; a – коэффициент пропорциональности.

Наблюдаемое значительное смещение ЯМР-спектров в сторону коротких T_2 обусловлено повышенным содержанием парамагнитных ионов таких металлов, как Li^+ , Na^+ , K^+ , Mg^{2+} , Ba^{2+} , Ca^{2+} , Mn^{2+} и Fe^{3+} . В табл. 3 приведены значения магнитной восприимчивости (χ) для этих элементов.

Таблица 3. Магнитная восприимчивость некоторых химических элементов

Table 3. Magnetic susceptibility of some chemical elements

Магнитная восприимчивость Magnetic susceptibility	Li	Na	Mg	K	Ca	Mn	Fe	Ba
χ	+0,50	+0,51	+0,55	+0,52	+1,10	+9,9	>1100	+0,91

Детальный анализ влияния концентраций парамагнитных включений на ЯМР-спектры позволяет точнее разделять жидкости, выносимые из скважин, на техногенную, пластовую или конденсационную воды и объясняет различия между результатами гидрохимического анализа и ЯМР-релаксометрии.

Анализ ЯМР-свойств проб жидкостей и сопоставление с данными гидрохимического анализа

Для того чтобы установить, как концентрация парамагнитных включений влияет на T_2 , рассмотрим образцы (в табл. 2 выделены курсивом) техногенной (№ 10), пластовой (№ 11) и конденсационной (№ 13) вод, а также образцы с их содержанием в пробе более 90 % (рис. 2).

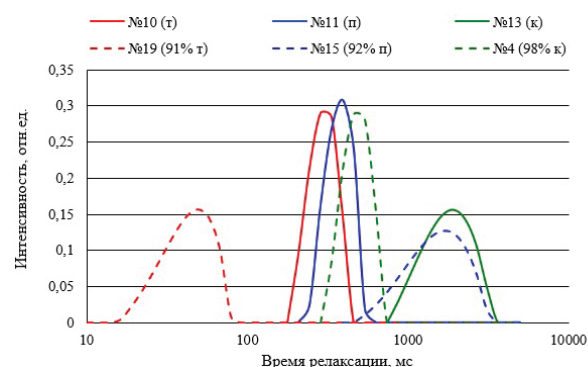


Рис. 2. Спектры по временам поперечной релаксации для проб жидкостей с содержанием техногенной (—), пластовой (—) и конденсационной (—) вод 100 % (сплошные линии) и более 90 % (пунктирные линии)

Fig. 2. Spectra of the transverse relaxation times for fluid samples with the content of technogenous (—), formation (—) and condensate (—) water equal 100 % (solid line) and more than 90 % (dashed line)

Как видно из рис. 2, ЯМР-спектр пробы 19 с содержанием техногенной воды 91 % смещен влево относительно ЯМР-спектра пробы 10 со 100 % содержанием техногенной воды. Для проб 4 и 13 с

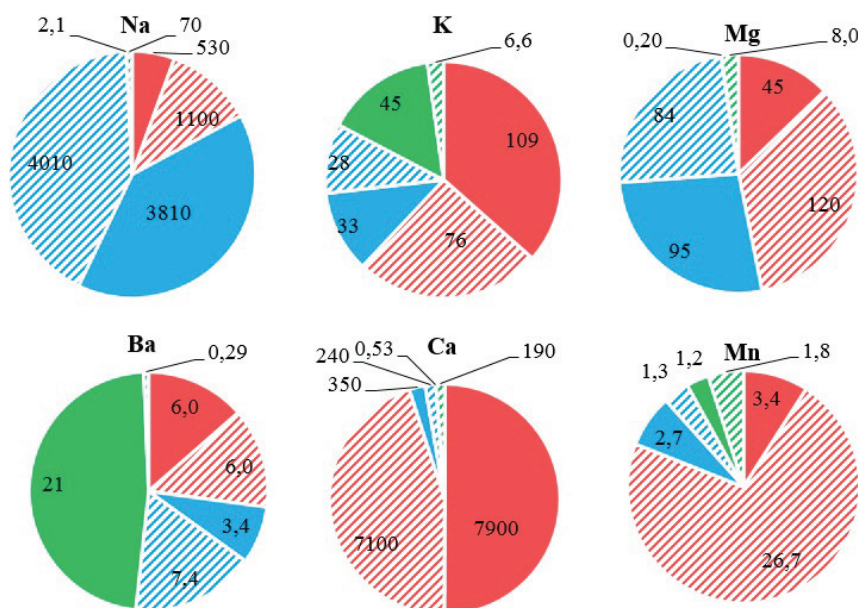


Рис. 3. Распределение содержания ионов Na^+ , K^+ , Mg^{2+} , Ba^{2+} , Ca^{2+} и Mn^{2+} для проб жидкостей с содержанием техногенной (■), пластовой (■) и конденсационной (■) вод 100 % (сплошной цвет) и более 90 % (штриховка)

Fig. 3. Distribution of content of Na^+ , K^+ , Mg^{2+} , Ba^{2+} , Ca^{2+} and Mn^{2+} ions for fluid samples with the content of the technogenous (■), formation (■) and condensate (■) water equal 100 % (solid line) and more than 90 % (dashed line)

содержанием пластовой воды 98 и 100 % характерно такое же поведение ЯМР-спектров. При этом для пластовых вод наблюдаем смещение ЯМР-спектра пробы 15 с содержанием конденсационной воды 92 % вправо относительно ЯМР-спектра пробы 13 со 100 % содержанием конденсационной воды. Эти изменения связаны с изменением концентраций парамагнитных ионов (рис. 3).

На рис. 3. видно, что в пробе 19 (91 % техногенной воды) по сравнению с пробой 10 (100 % техногенной воды) увеличилось содержание ионов Na^+ (в 2,7 раза), Mg^{2+} (в 2,7 раза) и Mn^{2+} (в 7,9 раза), концентрация ионов K^+ уменьшилась в 1,4 раза, концентрация ионов Ba^{2+} не изменилась, ионов Ca^{2+} изменились незначительно. Существенное увеличение концентрации ионов с наибольшей магнитной восприимчивостью χ (табл. 3) и объясняет уменьшение T_2 пробы 19 относительно пробы 10 в 7 раз, несмотря на содержание в пробе 19 9 % пластовой воды.

В пробе 15 (92 % пластовой воды) по сравнению с пробой 11 (100 % пластовой воды) увеличилась концентрация только ионов Ba^{2+} (в 2,2 раза), уменьшились концентрации ионов K^+ (в 1,2 раза), Ca^{2+} (в 1,5 раза) и Mn^{2+} (в 2,1 раз), концентрации ионов Na^+ и Mg^{2+} изменились незначительно. Поскольку увеличилась концентрация только ионов Ba^{2+} с $\chi = +0,91$, но при этом стало значительно меньше ионов K^+ , Ca^{2+} и Mn^{2+} с более высокими значениями χ (табл. 3), T_2 пробы 15 увеличилось в 3,7 раз относительно пробы 11, несмотря на содержание в пробе 15 3 % конденсационной воды с большими T_2 .

Для конденсационной воды характерны следующие изменения концентраций парамагнитных ионов. В пробе 4 (98 % конденсационной воды) по

сравнению с пробой 13 (100 % конденсационной воды) увеличились концентрации ионов Na^+ (в 33 раза), Mg^{2+} (в 40 раз), Ca^{2+} (в 358 раз) и Mn^{2+} (в 1,5 раза), уменьшились концентрации ионов K^+ (в 6,8 раза) и Ba^{2+} (в 72 раза). Уменьшение T_2 в 3,2 раза пробы 4 относительно пробы 13 объясняется значительным увеличением концентраций парамагнитных ионов с наибольшими значениями χ (табл. 3) по сравнению с уменьшением концентраций ионов K^+ и Ba^{2+} , которые не оказывают существенного влияния на изменение T_2 .

При рассмотрении других процентных соотношений техногенной, пластовой и конденсационной вод закономерность изменения T_2 сохраняется. Увеличение концентрации парамагнитных ионов приводит к уменьшению T_2 , уменьшение концентрации – к увеличению. Для оценки смещения T_2 , соответствующих максимуму спектров, необходимо учитывать значения магнитной восприимчивости каждого элемента.

Выводы

С использованием данных лабораторного гидрохимического анализа о ионно-солевом и микрокомпонентном составе жидкостей, выносимых из скважин, на основе проведенных ЯМР-исследований экспериментально подтверждено, что время поперечной релаксации существенно зависит от изменения концентрации парамагнитных ионов металлов. Установлена зависимость времени поперечной релаксации от содержания ионов кальция и натрия, по которым выделяют техногенную и пластовую воды по результатам гидрохимического анализа. Это составляет основу для оперативной типизации по ЯМР-данным жидкости, выносимой

из скважин, и позволяет однозначно выделять техногенную воду, характеризующуюся повышенным содержанием ионов кальция, магния, марганца и железа. Тем не менее, исследованные в работе пластовые и конденсационные воды имеют близкие значения времени поперечной релаксации, так как в их составе основное отличие в повышенных концентрациях ионов хлора и натрия, которые незначительно влияют на ЯМР-характеристики. При наличии двух этих типов воды в одной пробе

их разделение становится неоднозначным при содержании одной из них менее 90 %, что связано с перекрытием их ЯМР-спектров.

Дальнейшие ЯМР-исследования пластовых жидкостей связаны с изучением модельных образцов с известными соотношениями техногенной, пластовой и конденсационной вод на предмет определения влияния каждого типа на ЯМР-сигнал и установления детальных связей релаксационных характеристик и гидрохимического состава.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аксельрод С.М. Ядерный магнитный резонанс в нефтегазовой геологии и геофизике. – М.: Недра, 1990. – 192 с.
2. Эффективность применения метода ядерно-магнитного резонанса при лабораторных петрофизических исследованиях керна и шлама / В.А. Вавилин, А.А. Кунакасов, Т.Р. Галиев, Е.В. Сорокина // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 8. – С. 2–4.
3. Кононенко И.Я., Белорай Я.Л. Эффективность ядерно-магнитных исследований при поисках, разведке и разработке месторождений нефти и газа // Геоинформатика. – 2006. – № 3. – С. 83–90.
4. Топорков В.Г., Рудаковская С.Ю. Применение метода ЯМР при оценке петрофизических характеристик пород-коллекторов нефти и газа // Нефть. Газ. Инновации. – 2013. – Вып. 171. – № 4. – С. 12–22.
5. Шумскайте М.И., Бобров П.П., Лапина А.С. Изменение диэлектрической проницаемости и ЯМР-сигнала влажных порошков кварцевых гранул при увеличении и уменьшении водонасыщенности // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 5. – С. 15–20.
6. Шумскайте М.И., Глинских В.Н. Зависимость ЯМР-характеристик песчано-алеврито-глинистых образцов от удельной поверхности и удельного электрического сопротивления // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57. – № 10. – С. 1911–1918.
7. Carr H.Y., Purcell E.M. Effects of diffusion on free precession in nuclear magnetic resonance experiments // Physical review. – 1954. – V. 94. – P. 630–638.
8. Dunn K.J., Bergman D.J., LaTorracca G.A. Nuclear magnetic resonance. Petrophysical and logging application. – London: Pergamon, 2002. – 294 p.
9. Meiboom S., Gill D. Modified spin-echo method for measuring nuclear relaxation times // Review scientific instruments. – 1958. – V. 29. – P. 688–691.
10. Абукова Л.А., Абрамова О.П., Варягова Е.П. Гидрогеохимический мониторинг разработки месторождений углеводородов // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. – 2015. – Вып. 2. – № 12. – С. 1–8.
11. Диэлектрические и радиоизлучательные характеристики пластовых и конденсационных вод из газоносных скважин (предварительные результаты) / М.И. Эпов, С.Н. Меньшиков, А.Н. Харитонов, А.Н. Романов, В.С. Пермяков, С.Б. Бортникова, Н.В. Юркевич // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. – № 7. – С. 1298–1309.
12. Результаты изучения вязкости нефти месторождений республики Татарстан с помощью ЯМР-релаксометрии / Т.А. Зарипов, М.М. Дорогиницкий, Б.И. Гизатуллин, Т.Р. Абдуллин, К.М. Мусин, В.М. Мурзакаев // Каротажник. – 2015. – Вып. 253. – № 7. – С. 3–12.
13. Гудок Н.С., Богданович Н.Н., Мартынов В.Г. Определение физических свойств нефтесодержащих пород. – М.: Недра, 2007. – 616 с.
14. Джафаров И.С., Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф. Применение метода ядерного магнитного резонанса для характеристики состава и распределения пластовых флюидов. – М.: Химия, 2002. – 439 с.
15. Коатес Дж.Р., Хиао Л.Ч., Праммер М.Д. Каротаж ЯМР. Принципы и применение. – Хьюстон: Халлибуртон Энерджи Сервисес, 2001. – 342 с.
16. Wettability saturation and viscosity from NMR measurements / R. Freedman, N. Heaton, M. Flaum, G. Hirasaki, C. Flaum, M. Hurlimann // SPE Journal. – 2003. – V. 8. – P. 317–327.
17. Kleinberg R.L., Vinegar H.J. NMR properties of reservoir fluids // The log analyst. – 1996. – V. 37. – № 6. – P. 20–32.
18. Low-field NMR determinations of the properties of heavy oils and water-in-oil emulsions / G.A. LaTorracca, K.J. Dunn, P.R. Weber, R.M. Carlsons // Magnetic Resonance Imaging. – 1998. – V. 16. – P. 659–662.
19. Shkalikov N.V., Skirda V.D., Archipov R.V. Solid-like component in the spin-spin NMR-relaxation of heavy oils // Magnetic resonance in solid. – 2006. – V. 8. – № 1. – P. 38–42.
20. Tayler M.C., Levitt M.H. Paramagnetic relaxation of nuclear singlet states // Phys. Chem. Chem. Phys. – 2011. – № 13. – P. 9128–9130.

Поступила 23.01.2017 г.

Информация об авторах

Шумскайте М.И., младший научный сотрудник Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН.

Глинских В.Н., доктор физико-математических наук, доцент, заведующий лабораторией скважинной геофизики Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН; доцент кафедры геофизики Новосибирского государственного университета.

Бортникова С.Б., доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий лабораторией геоэлектродхимии Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН.

Харитонов А.Н., кандидат технических наук, заместитель директора центра по контролю за разработкой месторождений ООО «Газпромдобыча Надым».

Пермяков В.С., начальник лаборатории контроля показателей разработки месторождений службы разработки месторождений и геолого-разведочных работ ООО «Газпромдобыча Надым».

UDK 550.8.055:550.845

NMR-RELAXOMETRY LABORATORY STUDY OF FLUIDS TAKEN FROM BOREHOLES

Mariya Y. Shumskayte¹,
ShumskaiteMI@ipgg.sbras.ru

Vyacheslav N. Glinskikh^{1,2},
GlinskikhVN@ipgg.sbras.ru

Svetlana B. Bortnikova¹,
BortnikovaSB@ipgg.sbras.ru

Andrey N. Kharitonov³,
Andrey@nadym-dobycha.gazprom.ru

Viktor S. Permyakov³,
Permyakov.VS@nadym-dobycha.gazprom.ru

¹ A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS,
3, Koptug Avenue, Novosibirsk, 630090, Russia.

² Novosibirsk State University,
2, Pirogov street, Novosibirsk, 630090, Russia.

³ Gaspromdobycha Nadym,
14, Pionerskaya street, Nadym, 629730, Russia.

The relevance. Timely diagnostics of the fluid, taken from a borehole, allows determining the rise of flooding and destruction of the bottom-hole zone at the initial stage of well operation. Now diagnostics of a liquid phase is carried out by means of hydrochemical analysis of water samples in laboratory conditions. This method provides meaningful data on ionic-salt and microcomponent composition of the studied liquid. Diagnostics operativeness is very important in the most of cases, that is why it is necessary to find alternative methods and approaches for reservoir fluids express studying. This method is NMR-relaxometry. It allows typifying effectively the fluid taken from a borehole in combination with the hydrochemical data.

The aim of the research is to develop the NMR-relaxometry method as applied to diagnostics of the fluid taken from a borehole, based on the dependence of transverse relaxation time on concentration of paramagnetic ions.

The methods used: expanded hydrochemical analysis including the determination of ion-salt and microcomponent composition and laboratory methods of pulsed NMR-relaxometry aimed at determining transverse relaxation time.

The results. Using the laboratory hydrochemical analysis data on ionic-salt and microcomponent composition of the fluid taken from a borehole and based on the conducted NMR-investigations, the authors have experimentally confirmed the considerable dependence of transverse relaxation time on change in concentration of paramagnetic metal ions. The authors determined the dependence of the transverse relaxation time on the content of calcium and sodium ions. The latter provide a basis for distinguishing technogeneous and formation water, subsequent to the results of hydrochemical analysis, which is the basis for prompt typification of the fluid taken from a borehole by NMR-data. This dependence allows distinguishing exactly the technogeneous water characterizing by high content of metal paramagnetic ions.

Key words:

Nuclear magnetic resonance, relaxation characteristics, reservoir fluid, physicochemical properties, hydrochemical analysis.

REFERENCES

1. Akselrod S.M. *Yaderny magnitnyy rezonans v neftegazovoy geologii i geofizike* [Nuclear magnetic resonance in petroleum geology and geophysics]. Moscow, Nedra Publ., 1990. 192 p.
2. Vavilin V.A., Kunakasov A.A., Galiev T.R., Sorokina E.V. Efficiency of application of nuclear-magnetic resonance methods in laboratory petrophysical investigations of core sample and mud. *Neftyanoe khozyaistvo*, 2011, no. 8, pp. 2–4. In Rus.
3. Kononenko I.Ya., Beloray Ya.L. Efficiency of nuclear magnetic investigations in prospecting, exploration and development of oil and gas fields. *Geoinformatika*, 2006, no. 3, pp. 83–90. In Rus.
4. Toporkov V.G., Rudakovskaya S.Yu. NMR method application when estimating petrophysical characteristics of reservoir rocks of oil and gas. *Neft. Gaz. Innovatsii*, 2013, vol. 171, no. 4, pp. 12–22. In Rus.
5. Shumskayte M.J., Bobrov P.P., Lapina A.S. Change of dielectric permittivity and NMR signal of quartz granules powders at imbibition and drying. *Geology, geophysics and development of oil and gas field*, 2016, no. 5, pp. 15–20. In Rus.
6. Shumskayte M.J., Glinskikh V.N. Relation of NMR parameters with specific surface and resistivity of shaly sandstone and siltstone samples: experimental study. *Russian Geology and geophysics*, 2016, vol. 57, no. 10, pp. 1911–1918. In Rus.
7. Carr H.Y., Purcell E.M. Effects of diffusion on free precession in nuclear magnetic resonance experiments. *Physical review*, 1954, vol. 94, pp. 630–638.
8. Dunn K.J., Bergman D.J., LaTorracca G.A. *Nuclear magnetic resonance. Petrophysical and logging application*. London, Pergamon, 2002. 294 p.
9. Meiboom S., Gill D. Modified spin-echo method for measuring nuclear relaxation times. *Review scientific instruments*, 1958, vol. 29, pp. 688–691.
10. Abukova L.A., Abramova O.P., Varyagova E.P. Hydrochemical monitoring of hydrocarbon fields development. *Georesursy. Geoenergetika. Geopolitika*, 2012, vol. 2, no. 12, pp. 1–8. In Rus.

11. Epov M.I., Menshikov S.N., Kharitonov A.N., Romanov A.N., Permyakov V.S., Bortnikova S.B., Yurkevich N.V. Dielectric and radio-emitting characteristics of formation and condensation water from gas-bearing wells (preliminary results). *Russian Geology and geophysics*, 2017, vol. 58, no. 7, pp. 1298–1309. In Rus.
12. Zaripov T.A., Doroginskiy M.M., Gizatullin B.I., Abdullin T.R., Musin K.M., Murzakaev V.M. Results of study of oil viscosity in the fields of the Tatarstan Republic by NMR relaxometry. *Karotazhnik*, 2015, vol. 253, no. 7, pp. 3–12. In Rus.
13. Gudok N.S., Bogdanovich N.N., Martynov V.G. *Opredelenie fizicheskikh svoystv neftesoderzhashchikh porod* [Determination of physical properties of oil containing rocks]. Moscow, Nedra Publ., 2007. 616 p.
14. Dzhafarov I.S., Syngaevskiy P.E., Khafizov S.F. *Primenenie metoda yadernogo magnitnogo rezonansa dlya kharakteristiki sostava i raspredeleniya plastovykh flyuidov* [Application of the nuclear magnetic resonance method for reservoir fluid composition and distribution characteristic]. Moscow, Khimiya Publ., 2002. 439 p.
15. Koates D. R., Hiao L.Ch., Prammer M.D. *Karotazh YaMR. Printsipy i primeneniye* [NMR logging. Principle and application]. Hyuston, Halliburton Energy Services, 2001. 342 p.
16. Freedman R., Heaton N., Flaum M., Hirasaki G., Flaum C., Hurlimann M. Wettability saturation and viscosity from NMR measurements. *SPE Journal*, 2003, vol. 8, pp. 317–327.
17. Kleinberg R.L., Vinegar H.J. NMR properties of reservoir fluids. *The log analyst*, 1996, vol. 37, no. 6, pp. 20–32.
18. LaTorraca G.A., Dunn K.J., Webber P.R., Carlson R.M. Low-field NMR determinations of the properties of heavy oils and water-in-oil emulsions. *Magnetic Resonance Imaging*, 1998, vol. 16, pp. 659–662.
19. Shkalikov N.V., Skirda V.D., Archipov R.V. Solid-like component in the spin-spin NMR-relaxation of heavy oils. *Magnetic resonance in solid*, 2006, vol. 1, no. 8, pp. 38–42.
20. Tayler M.C., Levitt M.H. Paramagnetic relaxation of nuclear singlet states. *Phys. Chem. Chem. Phys.*, 2011, no. 13, pp. 9128–9130.

Received: 23 January 2017.

Information about the authors

Mariya Y. Shumskayte, junior researcher, A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS.

Vyacheslav N. Glinskikh, Dr. Sc., associate professor, head of the laboratory, A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS; assistant professor of the department of Geophysics at the Novosibirsk State University.

Svetlana B. Bortnikova, Dr. Sc., professor, head of the laboratory, A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS.

Andrey N. Kharitonov, Cand. Sc., deputy director, Gaspromdobycha Nadym.

Viktor S. Permyakov, head of the laboratory, Gaspromdobycha Nadym.