

## ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТАВА ВЫСОКОВЯЗКИХ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ МЕТОДОМ ЯДЕРНОЙ МАГНИТНО-РЕЗОНАНСНОЙ СПЕКТРОСКОПИИ

О.Ю. Полетаева, Г.Ю. Колчина, А.Ю. Леонтьев, Э.Р. Бабаев, Э.М. Мовсумзаде

Ольга Юрьевна Полетаева \*, Александр Юрьевич Леонтьев, Эльдар Мирсамедович Мовсумзаде

Кафедра гидрогазодинамики трубопроводных систем и гидромашин, Кафедра общей, аналитической и прикладной химии, Уфимский государственный нефтяной технический университет, ул. Космонавтов, 1, Республика Башкортостан, Российская Федерация, 450062

E-mail: ol612@mail.ru \*, aleksandr\_leont@rambler.ru, eldarmm@yahoo.com

Галина Юрьевна Колчина

Кафедра химии и химической технологии, Стерлитамакский филиал Башкирского государственного университета, пр. Ленина, 49, Республика Башкортостан, Российская Федерация, 453100

E-mail: kolchina.GYu@mail.ru

Эльбай Расимович Бабаев

Институт химии присадок им. академика А.М. Кулиева НАН Азербайджана, Бейюкшорское шоссе, 2062-й квартал, Баку, Азербайджанская Республика, AZ1029

E-mail: elbeibabaev@yahoo.de

*В работе используется метод ядерно-магнитного резонанса для исследования состава тяжелых высоковязких нефтей различных месторождений Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна. Спектры регистрировали на ЯМР-спектрометре высокого разрешения Bruker Avance III 500MHz с рабочими частотами  $^1\text{H}$  (500,1 МГц) и  $^{13}\text{C}$  (125,8 МГц) при постоянной температуре образца в  $\text{CDCl}_3$ . Установлено, что нефть исследуемого месторождения по своим физико-химическим характеристикам, структурно-групповому составу смол, асфальтенов и масляных компонентов является типичным представителем ароматических нефтей. Образцы нефти характеризуются высокой плотностью, большим содержанием смолисто-асфальтеновых соединений и серы. В шкале  $^1\text{H}$  ЯМР метиленовые и метиновые сигналы появляются в области от 1,0 до 2,3 м.д.:  $\beta\text{-CH}_2$ , некоторые группы  $\beta\text{-CH}$  в ароматических соединениях и  $\beta\text{-CH}$ ,  $\text{CH}_2$ -группы в гидроароматических соединениях, а в шкале  $^{13}\text{C}$  ЯМР они находятся в диапазоне от 22 до 60 м.д.: метиленовая группа ( $\text{CH}_2$ -) в нефтяных фрагментах и т.д. Анализ коэффициентов ароматичности, полученных по данным спектров  $^1\text{H}$  ЯМР и  $^{13}\text{C}$  ЯМР показывает высокую сходимость результатов и указывает на высокую степень ароматической конденсации в образцах нефти плотностью – 950 кг/м<sup>3</sup>, вязкостью 7200 мПа·с при 20 °С и плотностью – 948 кг/м<sup>3</sup>, вязкостью 1000 мПа·с ( $FNA=0,046-0,081$ ). С увеличением вязкости наблюдается явная тенденция к увеличению коэффициента ароматичности и средней длины цепи. Из результатов  $^1\text{H}$  ЯМР-спектров нефтей с различным происхождением, вязкостью и проведенной обработкой следует, что неочищенные и рафинированные нефти могут различаться по содержанию воды и олефиновых сигналов, а из анализа  $^{13}\text{C}$  ЯМР для нефтей наиболее важные результаты получены при оценке концентрации первичных, третичных и ароматических углеродов.*

**Ключевые слова:** ядерно-магнитный резонанс, групповой состав углеводородов, тяжелые высоковязкие нефти, релаксационные характеристики, арены, асфальтены, смолы

### Для цитирования:

Полетаева О.Ю., Колчина Г.Ю., Леонтьев А.Ю., Бабаев Э.Р., Мовсумзаде Э.М. Исследование состава высоковязких тяжелых нефтей методом ядерной магнитно-резонансной спектроскопии. *Изв. вузов. Химия и хим. технология*. 2021. Т. 64. Вып. 1. С. 52–58

### For citation:

Poletaeva O.Yu., Kolchina G.Yu., Leontev A.Yu., Babayev E.R., Movsumzade E.M. Study of composition of high-viscous heavy oils by method of nuclear magnetic resonant spectroscopy. *Izv. Vyssh. Uchebn. Zaved. Khim. Khim. Tekhnol. [ChemChemTech]*. 2021. V. 64. N 1. P. 52–58

## STUDY OF COMPOSITION OF HIGH-VISCOUS HEAVY OILS BY METHOD OF NUCLEAR MAGNETIC RESONANT SPECTROSCOPY

O.Yu. Poletaeva, G.Yu. Kolchina, A.Yu. Leontev, E.R. Babayev, E.M. Movsumzade

Olga Yu. Poletaeva\*, Alexandr Yu. Leontev, Eldar M. Movsumzade

Ufa State Petroleum Technological University, Kosmonavtov str. 1, Ufa, 460062, Russia

E-mail: ol612@mail.ru \*, aleksandr\_leont@rambler.ru, eldarmm@yahoo.com

Galina Yu. Kolchina

Sterlitamak branch of the Bashkir State University, Lenina st., 49, Sterlitamak, 453120, Russia

E-mail: kolchina.GYu@mail.ru

Elbay R. Babayev

Academician A.M. Guliyev Institute of Chemistry of Additives, NAS of Azerbaijan, Beyukshor Highway, Block 2062, Baku, AZ 1029, Republic of Azerbaijan

E-mail: elbeibabaev@yahoo.de

*The work uses the nuclear magnetic resonance method to study the composition of heavy high-viscosity oils of various fields of the Volga Ural oil and gas basin. The spectra were recorded on a Bruker Avance III 500MHz high resolution NMR spectrometer with operating frequencies of  $^1\text{H}$  (500.1 MHz) and  $^{13}\text{C}$  (125.8 MHz) at a constant sample temperature in  $\text{CDCl}_3$ . It is established that the oil of the studied field in its physical and chemical characteristics, structural group composition of resins, asphaltenes and oil components is a typical representative of aromatic oils. Oil samples are characterized by high density, a high content of tar-asphaltene compounds and sulfur. In the  $^1\text{H}$  NMR scale, methylene and methine signals appear in the range from 1.0 to 2.3 ppm:  $\beta\text{-CH}_2$ , some  $\beta\text{-CH}$  groups in aromatic compounds and  $\beta\text{-CH}$ ,  $\text{CH}_2$ -groups in hydroaromatic compounds, and in the  $^{13}\text{C}$  NMR scale they are in the range from 22 to 60 ppm: methylene group ( $\text{CH}_2$ -) in naphthenic fragments, etc. An analysis of the aromaticity coefficients obtained from the  $^1\text{H}$  and  $^{13}\text{C}$  NMR spectra shows a high convergence of the results and indicates a high degree of aromatic condensation in oil samples with a density of  $950 \text{ kg/m}^3$ , a viscosity of  $7200 \text{ mPa}\cdot\text{s}$  at  $20^\circ\text{C}$  and a density of  $948 \text{ kg/m}^3$ , viscosity  $1000 \text{ mPa}\cdot\text{s}$  ( $\text{FHA}=0.046\text{-}0.081$ ). With an increase in viscosity, there is a clear tendency to increase the aromaticity coefficient and the average chain length. It follows from the results of the  $^1\text{H}$  NMR spectra of oils with different origins, viscosities and processing that crude and refined oils may differ in water and olefin signals, and from  $^{13}\text{C}$  NMR analysis for oils the most important results were obtained when assessing the concentration of primary, tertiary and aromatic carbon.*

**Key words:** NMR, oil rheological properties, hydrocarbons group composition, heavy oils, relaxation characteristics, physicochemical properties

### ВВЕДЕНИЕ

В последнее время на мировом нефтяном рынке наблюдаются изменения, которые связаны с постепенным истощением классических залежей легкой нефти и привлечением в производство тяжелых нефтей.

Тяжелые нефти характеризуются высоким содержанием смол и асфальтенов, которые влияют на физико-химические свойства [1, 2], а качественный состав смол и асфальтенов в значительной степени определяет поведение нефтяных дисперсных систем при их добыче, транспорте и переработке. Структуры и свойства смол и асфальтенов различных нефтей, методы исследований представлены в

работах [3-6]. Ранее нами на основе квантово-химических расчетов модельных молекул смол, лабораторных исследований физического воздействия на реологические свойства тяжелых нефтей было установлено влияние элементного и группового состава на эффективность физического воздействия [7-11]. В связи с этим, для разработки технологий воздействия на многокомпонентные сложные по составу и нефтяной дисперсной структуре тяжелые нефти необходимо знание их состава [12-14].

В отличие от других физико-химических методов, спектроскопия ядерного магнитного резонанса (ЯМР) позволяет получать как качественную, так и количественную информацию о смеси

органических соединений. ЯМР продолжает оставаться чрезвычайно полезным инструментом для изучения углеводородного состава нефти и продуктов нефтехимической переработки [15-19].

#### МЕТОДИКА ЭКСПЕРИМЕНТА

Объектом исследования явились образцы нефти разных месторождений Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна: плотность нефти (I) – 950 кг/м<sup>3</sup>, вязкость 7200 мПа·с при 20 °С; плотность нефти (II) – 905 кг/м<sup>3</sup>, вязкость 200 мПа·с; плотность нефти (III) – 948 кг/м<sup>3</sup>, вязкость 1000 мПа·с; плотность нефти (IV) – 930 кг/м<sup>3</sup>, вязкость 289 мПа·с.

Спектры ЯМР регистрировали на ЯМР спектрометре высокого разрешения Bruker Avance III 500MHz с рабочими частотами <sup>1</sup>H (500,1 МГц) и <sup>13</sup>C (125,8 МГц) при постоянной температуре образца в CDCl<sub>3</sub>. Химические сдвиги в спектрах <sup>1</sup>H ЯМР, <sup>13</sup>C ЯМР приведены относительно сигнала внутреннего стандарта ТМС. Типичный эксперимент ЯМР включает несколько циклов возбуждения и релаксации в процессе сбора информации, когда исследуемые ядра (<sup>1</sup>H или <sup>13</sup>C) возбуждаются, а затем возвращаются в равновесное состояние. Угол поворота для типичного эксперимента ЯМР колеблется в пределах 30-90° и указывает на угол, на котором суммарный вектор намагниченности отклоняется приложенным импульсом радиочастотного возбуждения. Используя в исследовании время задержки больше 5 · T<sub>1</sub>, гарантируется, что почти все ядра релаксируют до равновесного состояния, а,

следовательно, спектр может быть интерпретирован количественно. Время задержки 60 с использовалось во всех экспериментах <sup>1</sup>H исследуемых образцов. Наибольшее измеренное значение T<sub>1</sub> на ядрах <sup>13</sup>C составило 53 с для четвертичного углерода в изооктане. Следовательно, для количественной оценки этих типов атомов в соответствии с правилом 5 · T<sub>1</sub> должно быть разрешено время задержки не менее 265 с. Очевидно, что с учетом большого количества сканирований (2048-4096) такая задержка между импульсами приведет к большим затратам инструментального времени [20-23].

#### РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Спектры <sup>1</sup>H и <sup>13</sup>C ЯМР на примере образца нефти (III) показаны на рис. 1 и 2. Спектры <sup>1</sup>H ЯМР менее информативны, поскольку резонансные линии органических фрагментов аналогичной структуры сливаются в широкие сигналы. Однако численные данные подходят для сравнения образцов нефти друг с другом.

Метильные и метиленовые сигналы наблюдаются отдельными пиками, в области 2-4,4 м.д. наблюдаются сигналы заместителей при ароматических кольцах в α-положении.

Спектроскопия <sup>13</sup>C ЯМР гораздо более информативна благодаря широкому диапазону химических сдвигов (200 ppm) ядер <sup>13</sup>C. Спектры <sup>13</sup>C ЯМР образца нефти (III) содержат многочисленные различимые сигналы, которые могут быть отнесены к определенным областям и, таким обра-

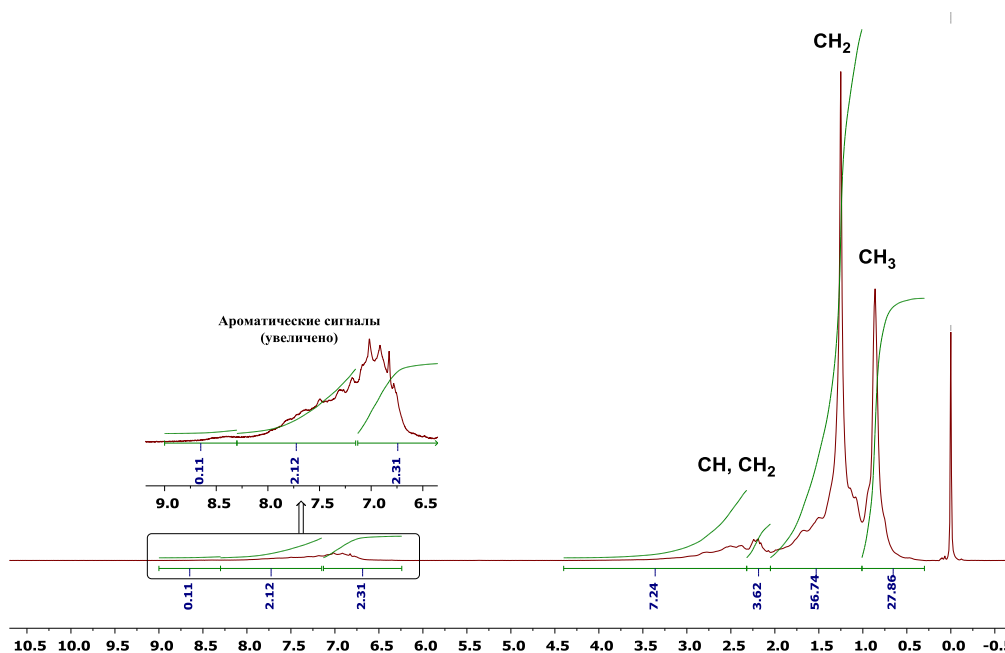


Рис. 1. Спектр <sup>1</sup>H ЯМР с интегральными интенсивностями сигналов образца нефти (III) в растворе CDCl<sub>3</sub>  
 Fig. 1. <sup>1</sup>H NMR spectrum with integrated signal intensities of an oil sample (III) in a CDCl<sub>3</sub> solution

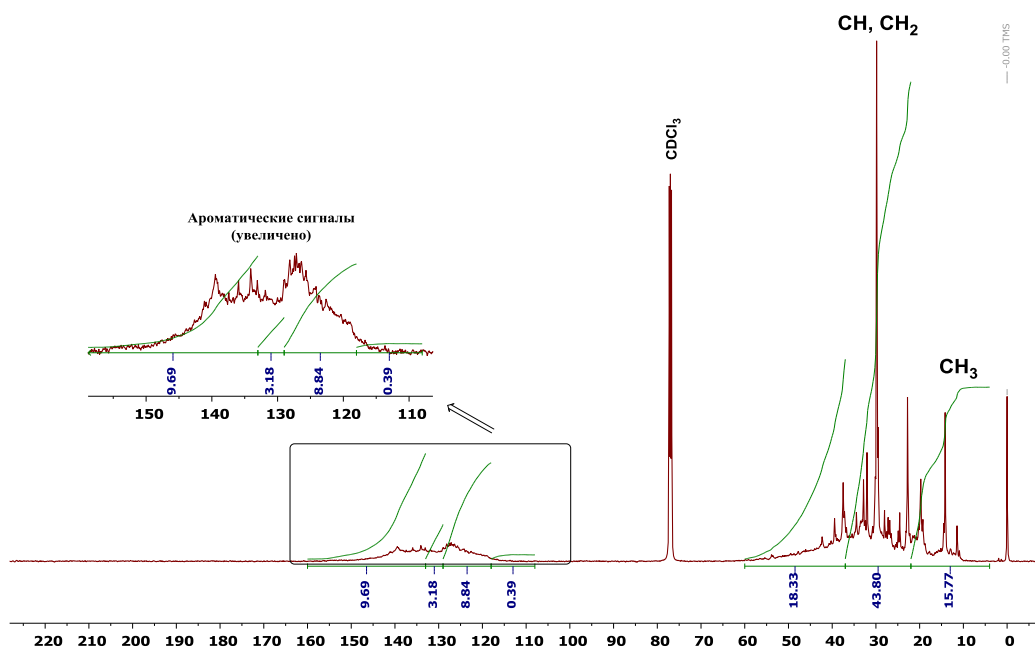


Рис. 2. Спектр  $^{13}\text{C}$  ЯМР с интегральными интенсивностями сигналов образца нефти (III) в растворе  $\text{CDCl}_3$   
 Fig. 2.  $^{13}\text{C}$  NMR spectrum with integrated signal intensities of an oil (III) sample in a  $\text{CDCl}_3$  solution

зом, дают информацию о долях ароматических, первичных ( $\text{CH}_3$ ), вторичных ( $\text{CH}_2$ ) и других типов атомов углерода. Сочетание спектров  $^1\text{H}$  и  $^{13}\text{C}$  ЯМР позволяет оценить среднюю длину и разветвленность алифатических цепей.

Нефть содержит огромное количество соединений, однако спектральная ширина  $^{13}\text{C}$  ЯМР-спектров позволяет классифицировать их по нескольким классам, даже если отдельные компоненты не могут быть идентифицированы. Для получения количественных  $^{13}\text{C}$  ЯМР спектров использовали  $\text{CDCl}_3$  в качестве пика остаточного растворителя (77,16 м.д.), поскольку он обычно не совпадает с пиками, присутствующими в жидких углеводородных топливах (рис. 2).

$^1\text{H}$  и  $^{13}\text{C}$  ЯМР сигналы образцов нефти (I-IV) были назначены по литературным данным. Для идентификации мольных долей функциональных групп в образцах интегральные интенсивности сигналов  $^1\text{H}$  ЯМР были нормализованы в соответствии с количеством протонов в каждой группе. Таким образом, интенсивности сигналов метильных групп были разделены на 3; метиленовых групп – на 2. При таком пересчете интегральные интенсивности сигналов в спектрах  $^1\text{H}$  ЯМР могут быть представлены как пропорции функциональных групп. Результаты показаны в табл. 1 и 2.

Остаточные пики растворителя возникают из-за присутствия небольшого процента недеирированного растворителя в дейтерированном растворителе, что дает пик при 7,26 м.д. в спектре  $^1\text{H}$  ЯМР (рис. 1). Эта позиция совпадает с областью спектра,

в которой наблюдаются пики ароматических  $\text{CH}$ -групп.

Таблица 1

Молярное содержание (%) функциональных групп и коэффициент ароматичности ( $F_{\text{HA}}$ ) образцов нефти (I-IV) по данным  $^1\text{H}$  ЯМР-спектроскопии  
 Table 1. The molar content (%) of functional groups and the aromaticity coefficient ( $F_{\text{HA}}$ ) of oil samples (I-IV) according to  $^1\text{H}$  NMR spectroscopy

Диапазон хим. сдвигов, м.д.	I	II	III	IV
1,01-0,30	12,5	16,3	18,8	17,6
2,05-1,01	55,0	60,4	57,4	60,2
2,32-2,05	6,5	6,9	7,3	6,6
4,40-2,32	10,0	7,8	7,3	7,6
7,13-6,24	6,7	4,1	4,7	4,2
8,30-7,15	9,0	4,2	4,3	3,7
9,00-8,30	0,3	0,2	0,2	0,1
$F_{\text{HA}}$	0,081	0,044	0,046	0,040

Таблица 2

Молярное содержание (%) функциональных групп образцов нефти (I-IV) по данным  $^{13}\text{C}$  ЯМР-спектроскопии

Table 2. The molar content (%) of functional groups of oil samples (I-IV) according to  $^{13}\text{C}$  NMR spectroscopy

Диапазон хим. сдвигов, м.д.	I	II	III	IV
22-4	12,15	15,56	15,77	16,34
37-22	40,88	47,21	43,8	47,96
60-37	11,13	14,07	18,33	14,64
118-108	1,89	0,61	0,39	0,43
129-118	15,96	9,27	8,84	8,52
133-129	4,75	3,27	3,18	2,95
160-133	13,23	10,03	9,69	9,17

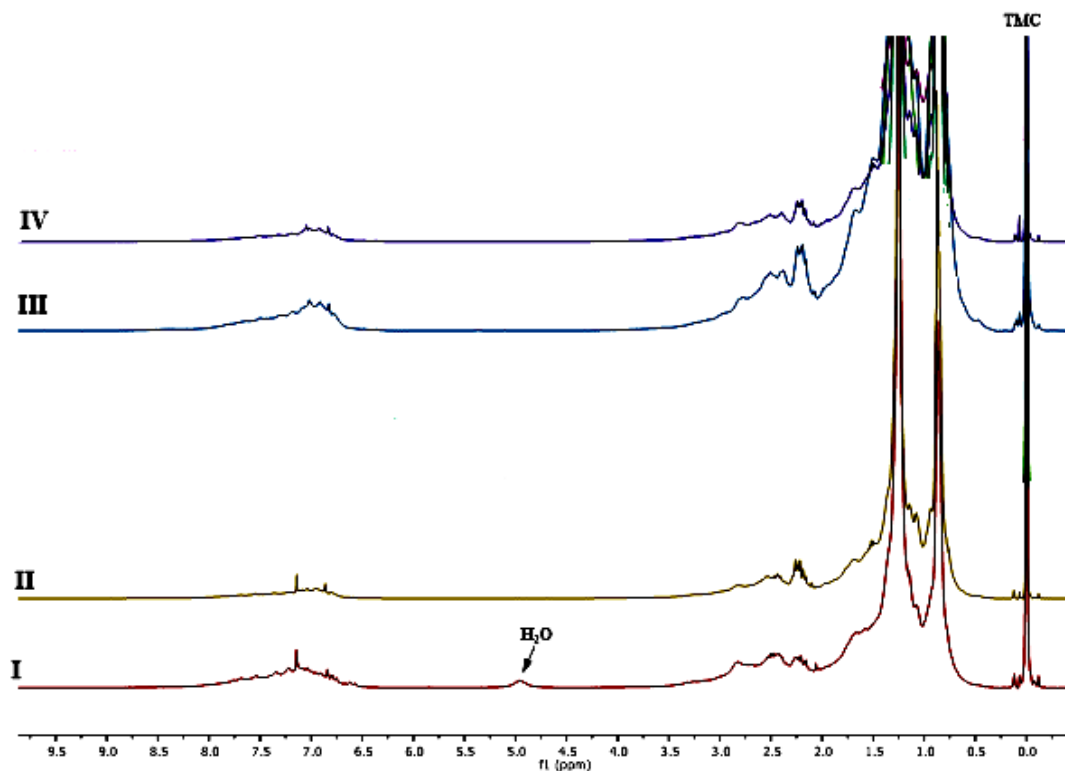


Рис. 3. Сравнение спектров  $^1\text{H}$  ЯМР исследованных образцов нефти (I-IV) в растворе  $\text{CDCl}_3$   
 Fig. 3. Comparison of  $^1\text{H}$  NMR spectra of the studied oil samples (I-IV) in a solution of  $\text{CDCl}_3$

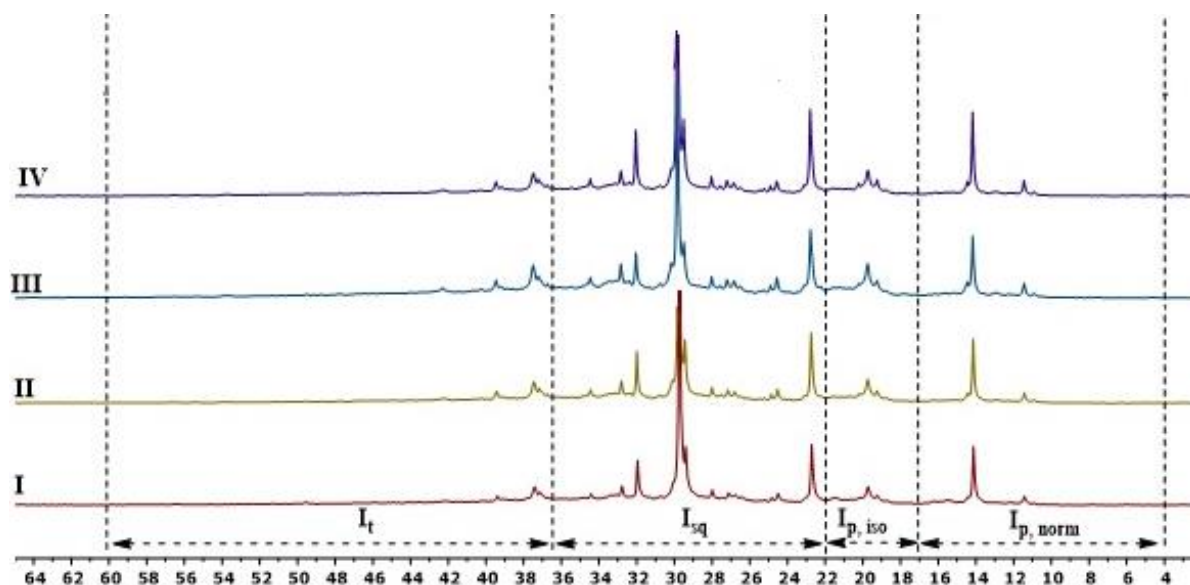


Рис. 4. Сравнение алифатической области  $^{13}\text{C}$  ЯМР спектров исследованных образцов нефти (I-IV) в растворе  $\text{CDCl}_3$ .  $I_p$ ,  $I_{sq}$ ,  $I_t$  обозначают области интегрирования сигналов первичных, вторичных и третичных углеродных атомов  
 Fig. 4. Comparison of the aliphatic  $^{13}\text{C}$  NMR spectra of the studied oil samples (I-IV) in a solution of  $\text{CDCl}_3$ .  $I_p$ ,  $I_{sq}$ ,  $I_t$  denote the integration areas of the signals of primary, secondary and tertiary carbon atoms

В спектры  $^1\text{H}$  ЯМР образца I имеется специфический сигнал  $\delta = 4,9$  м.д., который показывает присутствие примеси воды в этом образце нефти (рис. 3).

Из табл. 1 и 2 видно, что спектроскопия  $^1\text{H}$  и  $^{13}\text{C}$  ЯМР очень близко оценивает содержание ме-

тильных групп в образцах. Из-за сложности разделения метиленовых и метиновых сигналов сравнивалось суммарное содержание этих групп в разных образцах. В шкале  $^1\text{H}$  ЯМР эти сигналы появляются в области от 1,0 до 2,3 м.д.:  $\beta\text{-CH}_2$ , некоторые группы  $\beta\text{-CH}$  в ароматических соединениях и  $\beta\text{-CH}$ ,  $\text{CH}_2$ -группы в гидроароматических соединениях.

В шкале  $^{13}\text{C}$  ЯМР они находятся в диапазоне от 22 до 60 м.д.: метиленовая группа ( $\text{CH}_2$ -) в нафтеновых фрагментах,  $\alpha$ -СН- и  $\beta$ -СН $_2$ -группы в пропильных и индановых фрагментах, метин (СН-) в алкильных фрагментах, СН- и СН $_2$ -алкильные группы нафтеновых фрагментов и т.д. (табл. 2, рис. 4).

Как и в случае с метильными сигналами, данные из табл. 1 и 2 подтверждают близкое количественное содержание этих групп в образцах нефти, определенных методами  $^1\text{H}$  и  $^{13}\text{C}$  ЯМР. В каждом образце указанные группы определяют общее содержание алканов и циклоалканов. Интегральные интенсивности оставшихся сигналов в спектрах  $^1\text{H}$  и  $^{13}\text{C}$  ЯМР исследованных образцов были отнесены к ароматическим молекулам. Основной вклад в общую интенсивность ароматических молекул в  $^1\text{H}$  ЯМР вносят сигналы в диапазоне от 2,1 до 4,4 м.д.: группы СН $_3$ -, СН $_2$ - и СН- в  $\alpha$ -положении к ароматическим углеродам. Та же информация в шкале  $^{13}\text{C}$  ЯМР содержится в сигналах в диапазоне от 118 до 160 м.д.: протонированные арены, внутренние атомы ароматического углерода, метилзамещенные арены, нафтензамещенные арены, алкилзамещенные арены и гетероатомные арены, содержащие атомы азота, кислорода или серы.

Анализ данных коэффициентов ароматичности, полученных по данным спектров  $^1\text{H}$  ЯМР (табл. 1) и  $^{13}\text{C}$  ЯМР (табл. 2):  $F_{\text{НА}}$  показало высокую

сходимость результатов и указывает на высокую степень ароматической конденсации в образцах **I** и **III**.

## ВЫВОДЫ

На основании результатов количественной  $^1\text{H}$  и  $^{13}\text{C}$  ЯМР-спектроскопии были получены важные данные структурно-группового состава и общего содержания углеводов в исследуемых образцах нефти различных месторождений Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна. Из анализа  $^{13}\text{C}$  ЯМР для нефтей наиболее важные результаты получены при оценке концентрации первичных, третичных и ароматических атомов углерода. ЯМР-спектроскопия дает информацию, которая имеет важное значение при изучении химии нефти, в частности, геохимии нефти, включающую совокупную проблему определения природных химических и физико-химических процессов, условий их протекания, исходного вещества, устанавливающих в совокупности состав нефтей и рассеянного органического вещества.

Показано, что исследуемые образцы нефти по физико-химическим характеристикам, а также структурно-групповому составу асфальтенов, смол и масляных компонентов являются представителями ароматических нефтей.

*Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 18-55-06018.*

*The reported study was funded by RFBR according to the research project N18-55-06018.*

## ЛИТЕРАТУРА

1. Леонтьев А.Ю., Поletaeva О.Ю., Мовсумзаде Э.М. Влияние физико-химического воздействия на вязкость тяжелых высоковязких нефтей. *Нефтепереработка и нефтехимия*. 2017. № 6. С. 10-12.
2. Ильин С.О., Пахманова О.А., Костюк А.В., Антонов С.В. Влияние содержания асфальтенов, смол и парафинов на физико-химические свойства и показатели качества природных нефтей (обзор). *Нефтехимия*. 2017. Т. 57. № 6. С. 763-765. DOI: 10.7868/S0028242117060235.
3. Сергун В.П., Коваленко Е.Ю., Сагаченко Т.А., Мин Р.С. Состав низкомолекулярных соединений асфальтенов тяжелой нефти месторождения Усинское. *Нефтехимия*. 2014. Т. 54. № 2. С. 83-87. DOI: 10.7868/S0028242114020087.
4. Чешкова Т.В., Коваленко Е.Ю., Герасимова Н.Н., Сагаченко Т.А., Мин Р.С. Состав и строение смолистых компонентов тяжелой нефти месторождения Усинское. *Нефтехимия*. 2017. Т. 57. № 1. С. 33-40. DOI: 10.7868/S0028242117010051.
5. Якубова С.Г., Абилова Г.Р., Тазеева Э.Г., Синяшин К.О., Милордов Д.В., Борисов Д.Н., Грязнов П.И., Миронов Н.А., Борисова Ю.Ю., Якубов М.Р. Особенности состава асфальтенов и смол высоковязкой и сверхвязкой нефтей месторождений Татарстана. *Нефтяная провинция*. 2017. № 4(12). С. 31-55.
6. Смирнов М.Б., Ванюкова Н.А. Зависимости между основными структурно-групповыми параметрами состава нефти

## REFERENCES

1. Leontev A.Yu., Poletaeva O.Yu., Movsumzade E.M. The effect of physico-chemical effects on the viscosity of heavy high-viscosity oils. *Neftpererabotka Neftekhim*. 2017. N 6. P. 10-12 (in Russian).
2. Ilyin S.O., Pakhmanova O.A., Kostyuk A.V., Antonov S.V. The effect of the content of asphaltenes, resins and paraffins on the physicochemical properties and quality indicators of natural oils. *Neftekhimiya*. 2017. V. 57. N 6. P. 763-765 (in Russian). DOI: 10.7868/S0028242117060235.
3. Sergun V.P., Kovalenko E.Yu., Sagachenko T.A., Min R.S. The composition of low molecular weight compounds of heavy oil asphaltenes of the Usinskoye deposit. *Neftekhimiya*. 2014. V. 54. N 2. P. 83-87 (in Russian). DOI: 10.7868/S0028242114020087.
4. Cheshkova T.V., Kovalenko E.Yu., Gerasimova N.N., Sagachenko T.A., Min R.S. Composition and structure of resinous components of heavy oil of Usinskoye deposit. *Neftekhimiya*. 2017. V. 57. N 1. P. 33-40 (in Russian). DOI: 10.7868/S0028242117010051.
5. Yakubova S.G., Abilova G.R., Tazeyeva E.G., Sinyashin K.O., Milordov D.V., Borisov D.N., Gryaznov P.I., Mironov N.A., Borisova Yu.Yu., Yakubov M.R. Features of the composition of asphaltenes and resins of high-viscosity and super-viscous oils of Tatarstan deposits. *Neftyanaya Provintsiya*. 2017. N 4(12). P. 31-55 (in Russian).
6. Smirnov M.B., Vanyukova N.A. Dependencies between the main structural-group parameters of the composition of oils

- Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна по данным ЯМР  $^1\text{H}$  и  $^{13}\text{C}$ . *Нефтехимия*. 2017. Т. 57. № 3. С. 269–277. DOI: 10.7868/S0028242117010130.
7. Леонтьев А.Ю., Полетаева О.Ю., Бабаев Э.Р., Мамедова П.Ш. Влияние СВЧ-воздействия на изменение вязкости высоковязких тяжелых нефтей. *НефтеГазоХимия*. 2018. № 2. С. 25–27. DOI: 10.24411/2310-8266-2018-10204.
  8. Леонтьев А.Ю., Полетаева О.Ю., Шакиров Р.А., Хасанов И.И., Бабаев Э.Р. Влияние магнитного поля на реологические свойства тяжелых высоковязких нефтей. *НефтеГазоХимия*. 2019. № 3–4. С. 18–22. DOI: 10.24411/2310-8266-2019-10402.
  9. Полетаева О.Ю., Колчина Г.Ю., Леонтьев А.Ю., Бабаев Э.Р., Мовсумзаде Э.М., Хасанов И.И. Геометрическое и электронное строение компонентов тяжелых высоковязких нефтей. *Изв. вузов. Химия и хим. технология*. 2019. Т. 62. Вып. 9. С. 40–45. DOI: 10.6060/ivkkt.20196209.6022.
  10. Poletaeva O.Yu., Kolchina G.Yu., Leontev A.Yu., Babayev E.R., Movsumzade E.M., Khasanov I. I., Lapidus A.L. Influence of Heavy Oils Composition on the Physical Impact Processes during Transportation and Refining Pre-treatment. *DGMK Tagungsbericht*. 2019. P. 163–170.
  11. Lapidus A.L., Gyulmaliev A.M., Poletaeva O.Yu., Kolchina G.Yu., Guseynova S.N., Movsumzade E.M. Dependence of Reactivity on the Structural and Physicochemical Characteristics of Heavy Highly Viscous Oil Components. *Solid Fuel Chem*. 2019. N 2. С. 23–29. DOI: 10.3103/S0361521919020083.
  12. Рябов В.Д. Химия нефти и газа. М.: ИД «ФОРУМ»: ИНФРА-М. 2014. 336 с.
  13. Yang C., Brown C. E., Hollebone B., Yang Z., Lambert P., Feildhouse B., Landriault M., Wang Z. Chemical fingerprints of crude oils and petroleum products. Canada: Environ. 2017. 465 p.
  14. Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. Геология и геохимия нефти и газа. М.: Изд-во Моск. ун-та. 2004. 413 с.
  15. Edwards J.A. Review of Applications of NMR Spectroscopy in the Petroleum Industry. *Spectrosc. Anal. Petroleum Prod. Lubric*. 2011. P. 423–423. DOI: 10.1520/mono10117m.
  16. Rakhmatullina I.Z., Efimova S.V., Tyurina V.A., Al-Muntaserb A.A., Klimovitskiib A.E., Varfolomeevb M.A., Klochkova V.V. Application of high resolution NMR ( $^1\text{H}$  and  $^{13}\text{C}$ ) and FTIR spectroscopy for characterization of light and heavy crude oils. *J. Pet. Sci. Eng*. 2018. 168. P. 256–262.
  17. Gordon A., Ford R. The chemist's companion. A handbook of practical data, techniques and references. New York – London – Sydney – Toronto. 1972. 541 p.
  18. Яшина Н.С., Богдашкина В.И., Петросян В.С. Применение ЯМР  $^1\text{H}$  и  $^{13}\text{C}$  для анализа состава нефтей. *Нефтехимия*. 1979. Т. 19. № 1. С. 7–16.
  19. Berger S., Braun S. 200 and More NMR Experiments. Weinheim: Wiley-VCH. 2004. 810 p.
  20. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. М.: ГОССТАНДАРТ РОССИИ. 2002. 11 с.
  21. ГОСТ 2177-99. Нефтепродукты. Метод определения фракционного состава. М.: Изд-во стандартов. 2006. 24 с.
  22. ГОСТ 33-2000. Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости. М.: Изд-во стандартов. 2008. 20 с.
  23. ГОСТ Р 57037-2016. Нефтепродукты. Определение плотности, относительной плотности и плотности в градусах API цифровым плотномером. М.: Стандартинформ. 2016. 14 с.
  - of the Volga-Ural oil and gas basin according to  $^1\text{H}$  and  $^{13}\text{C}$  NMR. *Neftekhimiya*. 2017. V. 57. N 3. P. 269–277 (in Russian). DOI: 10.7868/S0028242117010130.
  7. Leontev A.Yu., Poletaeva O.Yu., Babaev E.R., Mamedova P.Sh. The influence of microwave influence on the change in the viscosity of high-viscosity heavy oils. *Neftegazokhimiya*. 2018. N 2. P. 25–27 (in Russian). DOI: 10.24411/2310-8266-2018-10204.
  8. Leontev A.Yu., Poletaeva O.Yu., Shakirov R.A., Khasanov I.I., Babaev E.R. The influence of the magnetic field on the rheological properties of heavy high-viscosity oils. *Neftegazokhimiya*. 2019. N 3–4. P. 18–22 (in Russian). DOI: 0.24411/2310-8266-2019-10402.
  9. Poletaeva O.Y., Leontev A.Y., Kolchina G.Y., Babaev E.R., Movsumzade E.M., Khasanov I.I. Geometric and electronic structure of heavy highly viscous oil components. *Izv. Vyssh. Uchebn. Zaved. Khim. Khim. Tekhnol*. 2019. V. 62. N 9. P. 40–45. DOI: 10.6060/ivkkt.20196209.6022.
  10. Poletaeva O.Yu., Kolchina G.Yu., Leontev A.Yu., Babayev E.R., Movsumzade E.M., Khasanov I. I., Lapidus A.L. Influence of Heavy Oils Composition on the Physical Impact Processes during Transportation and Refining Pre-treatment. *DGMK Tagungsbericht*. 2019. P. 163–170.
  11. Lapidus A.L., Gyulmaliev A.M., Poletaeva O.Yu., Kolchina G.Yu., Guseynova S.N., Movsumzade E.M. Dependence of Reactivity on the Structural and Physicochemical Characteristics of Heavy Highly Viscous Oil Components. *Solid Fuel Chem*. 2019. N 2. С. 23–29. DOI: 10.3103/S0361521919020083.
  12. Ryabov V.D. Chemistry of oil and gas. M.: ID «FORUM»: INFRA-M. 2014. 336 p. (in Russian).
  13. Yang C., Brown C. E., Hollebone B., Yang Z., Lambert P., Feildhouse B., Landriault M., Wang Z. Chemical fingerprints of crude oils and petroleum products. Canada: Environ. 2017. 465 p.
  14. Bazhenova O.K., Burlin Yu.K., Sokolov B.A., Khain V.E. Geology and geochemistry of oil and gas. M.: Izd-vo Mosk. un-ta. 2004. 413 p. (in Russian).
  15. Edwards J.A. Review of Applications of NMR Spectroscopy in the Petroleum Industry. *Spectrosc. Anal. Petroleum Prod. Lubric*. 2011. P. 423–423. DOI: 10.1520/mono10117m.
  16. Rakhmatullina I.Z., Efimova S.V., Tyurina V.A., Al-Muntaserb A.A., Klimovitskiib A.E., Varfolomeevb M.A., Klochkova V.V. Application of high resolution NMR ( $^1\text{H}$  and  $^{13}\text{C}$ ) and FTIR spectroscopy for characterization of light and heavy crude oils. *J. Pet. Sci. Eng*. 2018. 168. P. 256–262.
  17. Gordon A., Ford R. The chemist's companion. A handbook of practical data, techniques and references. New York – London – Sydney – Toronto. 1972. 541 p.
  18. Yashina N.S., Bogdashkina V.I., Petrosyan V.S. Application of  $^1\text{H}$  and  $^{13}\text{C}$  NMR for analysis of oil composition. *Neftekhimiya*. 1979. V. 19. N 1. P. 7–16. (in Russian).
  19. Berger S., Braun S. 200 and More NMR Experiments. Weinheim: Wiley-VCH. 2004. 810 p.
  20. ГОСТ Р 51858-2002. Oil. General specifications. M.: Gosstandart Rossii. 2002. 11 p. (in Russian).
  21. ГОСТ 2177-99. Petroleum products. Method for determination of fractional composition. M.: Izd-vo standartov. 2006. 24 p. (in Russian).
  22. ГОСТ 33-2000. Petroleum products. Transparent and opaque liquids. Determination of kinematic viscosity and calculation of dynamic viscosity. M.: Izd-vo standartov. 2008. 20 p. (in Russian).
  23. ГОСТ Р 57037-2016. Petroleum products. Determination of density, relative density and density in degrees API digital densitometer. M.: Standartinform. 2016. 14 p. (in Russian).

Поступила в редакцию (Received) 11.05.2020

Принята к опубликованию (Accepted) 24.09.2020