

УДК 622.276:543.429.23

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2018

ПРИМЕНЕНИЕ ЯДЕРНО-МАГНИТНОГО РЕЗОНАНСА ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ БИТУМИНОЗНОЙ НЕФТИ НА ЮГО-ЗАПАДЕ НИГЕРИИ

Л.К. Нвизуг-Би, О.В. Савенок, Ю.Н. Мойса¹

Кубанский государственный технологический университет (350072, Россия, г. Краснодар, ул. Московская, 2)
¹ООО «НПО “Химбурнефт”» (350063, Россия, г. Краснодар, ул. Кубанская набережная, 7)

APPLICATION OF NUCLEAR MAGNETIC RESONANCE TO STUDY BITUMINOUS OIL IN THE SOUTH WESTERN NIGERIA

Leyii K. Nwizug-Bee, Olga V. Savenok, Yuriy N. Moysa¹

Kuban State Technological University (2 Moskovskaya st., Krasnodar, 350072, Russian Federation)
¹NPO Khimburneft LLC (7 Kubanskaya Naberezhnaya, Krasnodar, Russian Federation, 350063)

Получена / Received: 21.01.2018. Принята / Accepted: 09.06.2018. Опубликована / Published: 29.06.2018

Ключевые слова:

метод ядерно-магнитного резонанса, тетраметилсилан, спектр, поглощение, кислород, водород, ядро, ядра, протон, ресурсы, битум, нефть, спектроскопия.

Тяжелая битуминозная нефть является основным источником нигерийских нетрадиционных ресурсов. Эти ресурсы существуют в виде нефтеносного песка и битуминозного масла, образуя пояс битумной нефти, охватывающий около 120 км, простирающийся от Лагоса, Огун, Ондо и Эдо, причём огромные запасы этих ресурсов находятся в штате Ондо. В этом исследовании применен метод ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) для изучения битуминозной нефти юго-запада Нигерии. В спектроскопии ЯМР на ядрах ¹H и ¹³C в качестве стандарта используют сигналы протонов и ядер углерода, соответственно, молекулы тетраметилсилана Si(CH₃)₄. В спектрах ЯМР ¹³C рассматриваемых объектов разделяются полностью области поглощения алифатических (7–65 м.д.) и ароматических (108–170 м.д.) ядер атомов углерода. В спектрах ядра битуминозных отложений Нигерии в последний диапазон вносят заметный вклад сигналы атомов углерода олефиновых фрагментов. Анализ более известных способов дробного деления ароматической области спектра ядерно-магнитного резонанса ¹³C показал, что для фракций, не содержащих конденсированных циклических и гетероатомных соединений, достаточно обоснованным можно признать выделение поддиапазонов химического сдвига, соответствующих ароматическим атомам углерода: незамещенным – 110–130 м.д., метилзамещенным – 130–137 м.д., другим алкил- и нафтилзамещенным – 137–148 м.д. В объектах, содержащих более значительные количества гетероатомов, выделяют области поглощения четвертичных атомов углерода, связанных с кислородом или азотом, – 148–170 м.д., карбонильных углеродных атомов – 170–200 м.д., а также третичных ароматических атомов углерода, находящихся в орто-положении к гидроксильному или эфирному атому кислорода, – 108–118 м.д.

Key words:

nuclear magnetic resonance method, tetramethylsilane, spectrum, absorption, oxygen, hydrogen, core, nuclei, proton, resources, bitumen, oil, spectroscopy.

Heavy bituminous oil is the main source of Nigerian unconventional resources. The resources represent oil sand and bitumen oil forming a belt of bitumen oil covering about 120 km extending from Lagos, Ogun, Ondo and Edo. Huge reserves of the resources are located in the state of Ondo. A nuclear magnetic resonance (NMR) method was used in the research to study bitumen oil in South West Nigeria. The NMR spectroscopy on the nuclei of ¹H and ¹³C uses signals from protons and carbon nuclei, respectively, tetramethylsilane molecules Si(CH₃)₄. Regions of absorption of aliphatic (7–65 ppm) and aromatic (108–170 ppm) nuclei of carbon atoms are clearly defined in the NMR spectra of ¹³C of the objects under consideration. Signals of carbon atoms of olefinic fragments make a significant contribution to the last range of spectra of the cores of Nigerian bitumen deposits. An analysis of more known methods of defining the aromatic region of the nuclear magnetic resonance spectrum of ¹³C showed that for fractions that do not contain condensed cyclic and heteroatomic compounds, the definition of chemical shift subranges (CS) corresponding to aromatic carbon atoms 110–130 ppm not substituted, 130–137 ppm substituted by methyl, another alkyl – and naphthyl substituted – 137–148 ppm is sufficiently reasonable. There are regions of absorption of quaternary carbon atoms bonded to oxygen or nitrogen (148–170 ppm), carbonyl carbon atoms (170–200 ppm), as well as tertiary aromatic carbon atoms, located in the ortho position to the hydroxyl or other oxygen atom (108–118 ppm) in objects containing larger amounts of heteroatoms.

Нвизуг-Би Лейи Клуверт – аспирант (тел.: +007 918 339 51 82, e-mail: kluivert_dgreat@mail.ru). Контактное лицо для переписки.

Савенок Ольга Вадимовна – доктор технических наук, профессор кафедры нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна (тел.: +007 918 326 61 00, e-mail: olgasavenok@mail.ru).

Мойса Юрий Николаевич – кандидат химических наук (тел.: +007 988 246 19 28, e-mail: HBN2005@yandex.ru).

Leyii K. Nwizug-Bee – PhD student (tel.: +007 918 339 51 82, e-mail: kluivert_dgreat@mail.ru). The contact person for correspondence.

Olga V. Savenok – Doctor of Engineering, Professor at the Department of Oil and Gas named after professor G.T. Vartumyan (tel.: +007 918 326 61 00, e-mail: olgasavenok@mail.ru)

Yuriy N. Moysa – PhD in Chemistry (tel.: +007 988 246 19 28, e-mail: HBN2005@yandex.ru).

Введение

Согласно определению учебного и научно-исследовательского института Организации объединенных наций термин «битум» означает углеводород, который по существу неподвижен в условиях пласта. Тяжелая нефть может отличаться от битума до около 20° API. В пределах этого диапазона тяжелая нефть иногда подразделяется на сверхтяжелую и тяжелую при плотности 10° API [1–4].

Температура пластового резервуара играет очень важную роль в определении вязкости нефти или ее подвижности. На рис. 1 показан рейтинг десяти стран с запасами битума и сверхтяжелой нефти. Классификация углеводородов в пластовых условиях часто применяется при регулировании запасов углеводородов. Битум чаще всего регламентируется в соответствии с национальными правилами добычи полезных ископаемых, а легкая нефть регламентируется в соответствии с национальными нормами по углеводородам или нефти [5–15].



Рис. 1. Рейтинг десяти стран с запасами битума и сверхтяжелой нефти [17]

Региональная геологическая постановка – структура и тектоника

Битумизные песчаники на юго-западе Нигерии расположены между прибрежной равниной и возвышенностью. Геологические условия характеризуются смолами провинции Илеша, структурными и незначительными топографическими пропастями. На западе располагаются равнины и нагорья бассейна Бенина, а на востоке – долина и дельта реки Нигер, где исследуются околоповерхностные слои бассейна Анамбра.

Прибрежная равнина, подстилаемая осадочными толщами, образует поверхность земли, как правило, с низким рельефом. Дренаж умеренно интегрирован, но большинство рек относительно малы и имеют дренажные бассейны либо в прибрежной равнине, либо в прилегающих возвышенностях. Большая часть поверхности суши имеет хороший развитый латеритный почвенный покров, и коренные породы обычно не подвергаются воздействию, за исключением искусственных разрезов или раскопок. В северной части прибрежной равнины лежат песчаники и глины мелового и третичного возраста, некоторые из них относительно неконсолидированные. Южная часть прибрежной равнины – прибрежная низинная полоса, слегка расширяющаяся на восток, с преобладанием болота и рельефа береговой линии. Аллювиальные долинные отложения четвертичного возраста граничат с более крупными реками [16–20].

К северу от пояса смолы составляют область более высокого рельефа. Гнейсы, кварциты, граниты и сланцы доминируют в этом наборе изверженных и метаморфических пород докембрийского возраста. В нескольких местах осадочные толщи на холмах подвальных пород указывают на тенденцию к перекрытию пластов подстилающей поверхностью, когда она поднимается к северу. На юге залежи располагаются в осадочной цепи на больших глубинах.

Бенинский бассейн назван в честь страны, которая граничит с Нигерией на западе. Его именовали Дагомеей и бассейном Котону. Бассейн образовался после рифтов в маргинальном положении, он развился в мелком заливе побережья западной Африки после открытия экваториального Атлантического океана в раннем меловом периоде. Бенинский бассейн удлинен в направлении восток-запад параллельно береговой линии, простираясь от шпоры Илеша на востоке до прибрежных низменностей Ганы на западе. Северный край бассейна характеризуется экспозицией подвала, которая расположена на расстоянии 130 км от побережья вдоль центральной оси бассейна вблизи границы Нигерии и Бенина. Южный предел бассейна плохо определен и расположен под морским дном за пределами континентального шельфа.

Бассейн Анамбра к востоку от стороны нефтяных песчаников является геологической

областью, лежащей в основе западной береговой части дельты Нигера. Подобно бассейну Бенина, он возник в раннем меловом периоде в качестве рифтовой структуры и отличается удлинением к северо-востоку как одной из серии структурных прогибов, вызванных истончением коры вдоль неудавшейся оси рифта, перпендикулярной центру распространения Атлантики. Наиболее значимой частью этой системы является Бенинский шарнир – четко выраженная структура северо-восточного расположения, где северо-западный фланг бассейна встречается шпору Илеша [21–24].

Стратиграфия

Слои восточного Бенинского бассейна и Илешской шпору имеют возраст от мелового до современного. Поверхностные распределения основных литостратиграфических единиц были нанесены на карту по всему региону, в результате чего была создана базовая стратиграфическая структура, в которой используются данные об изучении поверхности и информация о скважинах околоповерхностного слоя. Некоторые стратиграфические номенклатуры относятся к недропользованию, тогда как другие основаны на описаниях обнажений.

Самые старые слои, обнажаемые в поясе смолы, это песчаники и сланцы маастрихтского (поздне мелового) возраста. Эти ископаемые обычно обозначают образование Абеокуты. В своем типовом местонахождении к западу от пояса смолы форма Абеокуты имеет толщину приблизительно 600 футов, но становится несколько тоньше на востоке. Детальные исследования пояса смолы показывают, что отдельные песчаники прочны, однако общая картина состоит из базальных песчаников и конгломератов, за которыми следует песчано-сланцевый промежуток в несколько сотен футов, далее – верхняя часть сланцев [25–29].

Магнитные свойства ядра

Ядра имеют спиновое квантовое число I (спин ядра). Явление ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) можно наблюдать только для ядер с ненулевым спиновым квантовым числом, $I \neq 0$. Ядра с $I \neq 0$ имеют магнитное квантовое число $m_i = I, I-1, I-2, \dots, -I$ (значения колеблются от I до $-I$, через 1). Для ядра атома водорода ^1H

(протон): $I = 1/2$ и $m_i = 1/2, -1/2$. Ядра атомов имеют собственный момент импульса

$$p = \sqrt{I(I+1)}h/2\pi,$$

где I – спин ядра, h – постоянная Планка. Магнитные ядра ($I \neq 0$) характеризуются магнитным моментом μ , который вычисляется по формуле $\mu = \gamma \cdot p$, m_i – это проекция вектора μ на линии напряженности магнитного поля; γ – гиромагнитное отношение (индивидуальная характеристика ядра).

Энергия ядра в магнитном поле характеризуется выражением

$$E = -mh/2\pi\gamma\beta_0,$$

где β_0 – напряженность магнитного поля. Для $m_1 = +1/2$, $E_1 = -h/4\pi\gamma\beta_0$. Для $m_2 = -1/2$, $E_2 = h/4\pi\gamma\beta_0$. $\Delta E = E_2 - E_1 = h/2\pi\gamma\beta_0$. Основное уравнение ЯМР описывается выражением

$$\Delta E = h/2\pi\gamma\beta_0, \Delta E = h\nu,$$

где h – постоянная Планка, γ – гиромагнитное отношение; β_0 – напряженность магнитного поля, ν – резонансная частота, $\nu = \gamma\beta_0/2\pi$. Для ядер ^1H $\gamma = 2,674 \cdot 10^8 \text{ c}^{-1}\text{Tl}^{-1}$ при $\beta_0 = 1,4 \text{ Tl}$, $\nu = 60 \text{ МГц}$ (резонанс) [30–39].

Объекты и методики исследования

Керновый материал месторождения Yegbata юго-запада Нигерии был отобран с глубины 750 м, электронное изображение поверхности образца битуминозного керна, полученное с помощью высокоразрешающего растрового микроскопа JSM 7500F (Япония) с разрешением 1 нм при 100-кратном увеличении, приведено на рис. 2.

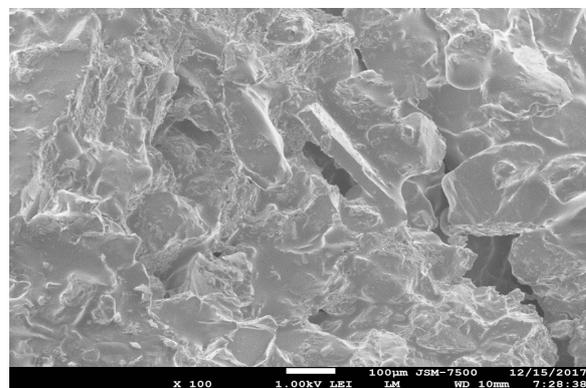


Рис. 2. Электронное изображение поверхности битуминозного керна месторождения Yegbata, Нигерия

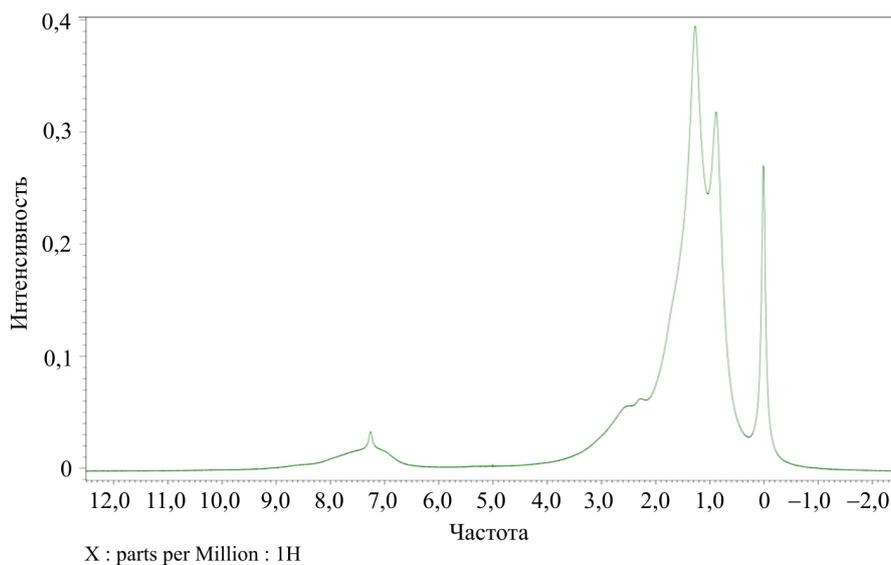


Рис. 3. Спектр ядерно-магнитного резонанса ^1H битуминозной нефти Нигерии

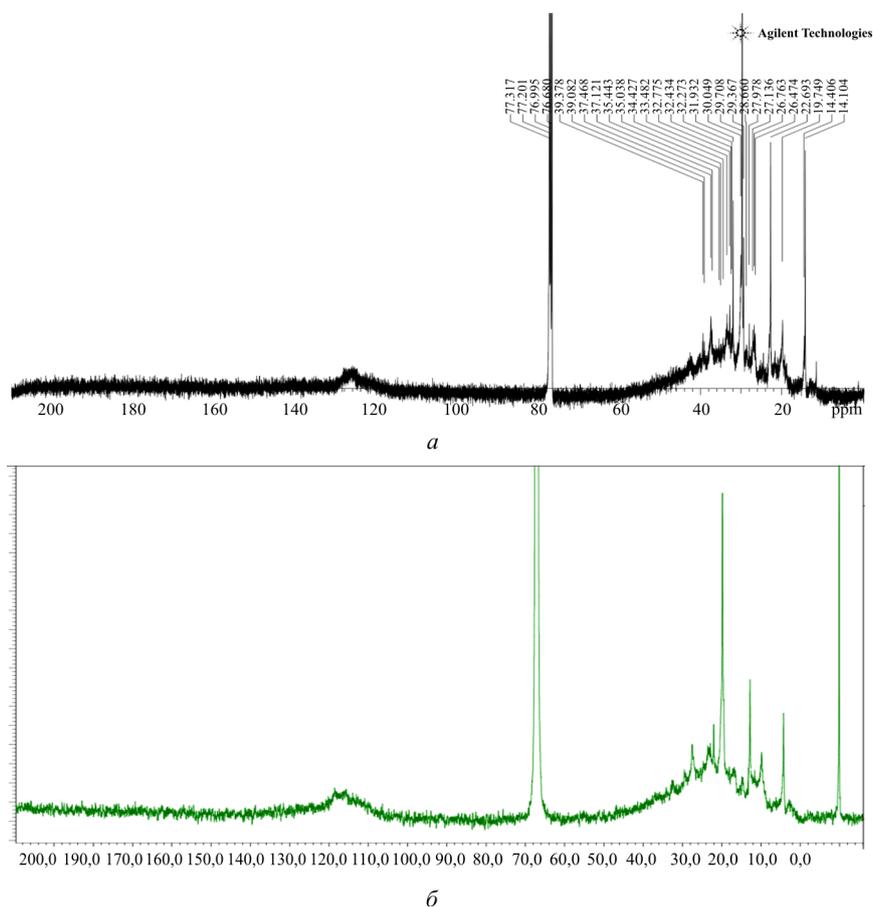


Рис. 4. Спектр ядерно-магнитного резонанса ^{13}C : *a* – нефти Кубани; *б* – битуминозной нефти месторождения Yegbata Нигерии

Спектры ЯМР снимались на спектрометре JNM ECA-400 (Япония, JEOL, 400 МГц) в дейтерированном хлороформе. В качестве внутреннего стандарта использовался тетраметилсилан. Образец части битуминозного керна (глубина отбора 750 м) помещался

в растворитель и перемешивался до полного растворения органической фазы. Нерастворимый остаток породы отфильтровывался. Количество накоплений для спектра ^1H – 48, для ^{13}C – 5000.

В спектре ^1H сигнал растворителя находится на 7,21 м.д., сигнал стандарта –

на 0 м.д. В спектре наблюдаются сигналы групп CH_3 со сдвигом 1 м.д., CH_2 – на 1,5 м.д. и сигналы разветвленных алкильных фрагментов в районе сдвига (2,2 м.д.). Сигнал сдвига в области 7–8 м.д. соответствует сигналам водорода ароматических групп. Спектр ЯМР ^1H органической части образца битуминозного керна показывает пиковое значение при химическом сдвиге 1,5 м.д. (рис. 3).

В спектре ^{13}C интенсивный сигнал растворителя на 77 м.д. и сигнал стандарта ТМС на 0 м.д. В спектре наблюдаются сигналы ядер углерода различных алкильных групп (предельных углеводородов) CH_3 , CH_2 и CH в районе сдвигов от 10 до 50 м.д. Большая группа сигналов в области 130 м.д. соответствует сигналам углерода ароматических групп полициклических соединений битуминозной нефти. Общий вид спектра ЯМР ^{13}C свидетельствует о большом количестве алифатических и ароматических компонентов битуминозной нефти.

Результаты и обсуждение

Для сравнительной иллюстрации на рис. 4, а приведен спектр ЯМР ^{13}C нефти Кубани Западно-Ахтанизовского месторождения (скв. № 30, забой 1479 м). На рис. 4, б представлен спектр ЯМР ^{13}C битуминозной нефти Нигерии месторождения Yegbata.

В области сигналов ядер ^{13}C углеродов алифатических групп сравниваемых спектров (см. рис. 4) установлено некоторое совпадение спектров ЯМР ^{13}C нефти Кубани и битуминозной нефти Нигерии. Однако в спектре ЯМР ^{13}C образца битуминозной нефти Нигерии наблюдаются более широкие и интенсивные линии в области ароматических углеродов в диапазоне 108–150 м.д.

Диапазон химических сдвигов ЯМР ^{13}C и отнесение классов углерода для образца битуминозной нефти месторождения Yegbata Нигерии приведены в таблице.

Диапазон ^{13}C и классы углерода образца битума месторождения Yegbata Нигерии

Диапазон химических сдвигов ^{13}C , м.д.	Обозначение классов углерода	Отнесение классов углерода
0–107	$\text{C}_{\text{ал}}$	Алифатические атомы углерода
108–118	$\text{C}_{\text{ат.оф}}$	Третичные ароматические атомы углерода в орто-положении к эфирному кислороду
110–130	$\text{C}_{\text{ат}}$	Третичные ароматические атомы углерода*
130–137	$\text{C}_{\text{ач.м}}$	Метилзамещенные ароматические атомы углерода*
137–148	$\text{C}_{\text{ач.ал}}$	Алкил- и нафтилзамещенные ароматические атомы углерода*
148–170	$\text{C}_{\text{ач.О}}$	Ароматические атомы углерода, замещенные фенольной или эфирной группой
170–200	$\text{C}_{\text{к}}$	Карбонильные углеродные атомы

Примечание: * – в отсутствие гетероатомных и конденсированных ароматических соединений.

Заключение

С применением современных методов спектральных исследований изучены образцы керна битуминозных отложений месторождения Yegbata Нигерии. Установлены классы углеводородов, составляющих органическую часть керна битуминозного месторождения Нигерии. Показано совпадение спектров ЯМР ^{13}C нефти Кубани и спектров ЯМР ^{13}C битуминозной нефти Нигерии в области химических сдвигов ядер ^{13}C углеродов алифатических групп (предельных углеводородов) CH_3 , CH_2 и CH в интервале сдвигов от 10 до 50 м.д. Спектр ЯМР ^{13}C образца битуминозной нефти имеет более

широкий диапазон и большую интегральную величину в области 118–150 м.д., что соответствует сигналам углерода ароматических групп полициклических соединений битуминозной нефти Нигерии. Спектр ЯМР ^1H образца органической составляющей керна показывает увеличенное пиковое значение при химическом сдвиге 1,5 млн⁻¹ алифатической части битуминозной нефти Нигерии. Полученные спектральные данные органической части реального керна битуминозного материала указывают на уникальный сырьевой источник с широким компонентным составом алифатических и ароматических углеводородов, входящих в битуминозную нефть месторождения Yegbata Нигерии.

Библиографический список

1. Совершенствование системы разработки месторождений природного битума / Р.М. Абдулханров, Р.М. Ахнуров, Р.М. Гареев [и др.] // Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и природных битумов: материалы Междунар. науч.-практ. конф. – Казань, 2007. – С. 227–234.
2. Абрамзон А.А. Поверхностно-активные вещества: свойства и применение. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Ленинград: Химия, 1981. – 303 с.
3. Антониади Д.Г. Научные основы разработки месторождений термическими методами. – М.: Недра, 1995. – 313 с.
4. Антониади Д.Г., Валуйский А.А., Гарушев А.Р. Состояние добычи нефти методами повышения нефтеизвлечения в общем объеме мировой добычи // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 1. – С. 16–23.
5. Adegoke O.S., Omotsola M., Coker S. The geology of the Nigerian tar sands // 5th UNITAR Conference. – Caracas, 1991. – P. 369–385.
6. Adelu R., Fayose E. Development prospects for the bituminous deposits in Nigeria // 5th UNITAR Conference. – Caracas, 1991. – P. 509–515.
7. Recovery of bitumen from Nigerian tar sands – feed preparation and solvent extraction studies / B. Ademodi, O. Dewodu, T. Oshonowo [et al.] // 7th Miami International Conference on Alternative Energy Sources. – Miami, 1985. – P. 2.
8. Adewusi V.A. Aspect of tar sands development in Nigeria // Energy Sources. – 1992. – Vol. 14. – P. 305–315. DOI: 10.1080/00908319208908728.
9. Adesida A. Geology of the ore tar sands (maastrichtian – paleocene): MSc. Thesis, University of Ife. Ife, 1980. – P. 121.
10. Способ повышения эффективной добычи природных битумов / Р.М. Ахунов, Р.М. Абдулхайров, Р.З. Гареев [и др.] // Техника и добыча нефти. – 2007. – № 8. – С. 132–134.
11. Липаев А.А. Разработка месторождений тяжелых и природных битумов. – М. – Ижевск: Ин-т компьютерных исследований, 2013. – 484 с.
12. РД 39-0147001-742-92. Методика комплексной оценки качества вскрытия продуктивных пластов, заканчивания скважин и выбора рабочих жидкостей для повышения качества вскрытия пластов. – Краснодар: Российская государственная нефтегазовая корпорация, ВНИИКРнефть, 1992. – 82 с.
13. Муслимов Р.Х., Мусин М.М., Мусин К.М. Опыт применения тепловых методов разработки на нефтяных месторождениях Татарстана. – Казань: Новое знание, 2000. – 225 с.
14. Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов / Л.М. Рузин, И.Ф. Чупров, О.А. Морозюк [и др.]. – М. – Ижевск: Ин-т компьютерных исследований, 2015. – 476 с.
15. Априорная оценка качества вскрытия пласта по данным экспериментальных исследований на натуральных кернах / В.И. Яковенко, Н.Ю. Мойса, П.П. Овсянников [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 2. – С. 50–51.
16. Нвизуг-Би Л.К., Савенок О.В., Мойса Ю.Н. Классификация трудноизвлекаемых запасов на территории Федеративной Республики Нигерия // Наука, техника и технология. – 2015. – Т. 11 (17), № 2. – P. 18–21.
17. Нвизуг-Би Л.К., Савенок О.В. Трудноизвлекаемые запасы углеводородов, важные ресурсы на территории Федеративной Республики Нигерия // Современное состояние естественных и технических наук: материалы XXI Междунар. науч.-практ. конф. – М., 2015. – С. 41–46.
18. Нвизуг-Би Л.К. Оценка технологических решений для разработки и освоения месторождения тяжелой и битуминозной нефти в Нигерии // Научный журнал Кубанского государственного аграрного университета. – 2016. – № 120(06). – С. 44–49.
19. Adegoke O.S. Geological guide to some Nigerian cretaceous – recent localities // 7th African Micropalaeontological Colloquim, Ile – Ife, 1976. – P. 6.
20. Adegoke O.S. Tar sand project phase II – estimation of reserves, materials testing and chemical analysis / Geological Consultancy Units, University of Ife, Nigeria, 1976. – P. 10.
21. Gwynn J.W. Instrumental analysis of tars and their correlations in oil impregnated sand stone beds. Utah and grand countries, Utah // Utah geological and mineral survey, special studies. – 1971. – P. 5–8.
22. JeJe L.K. Aspect of the geomorphology of Nigeria in geography of Nigeria development. – Ibadan, 1983. – P. 5–8.
23. Kadiri M.O. Further desmids from the Ikpoba reservoir: A comparison from elsewhere in Africa // Algological Studies. – 1993. – № 71. – P.23 – 35.
24. Ajayi O. Quality of ground water in the Agbabu oil sands area of Ondo State, Nigeria // Journal of African Earth Sciences. – 1998. – Vol. 27. – P. 299–305. DOI: 10.1016/S0899-5362(98)00064-5.
25. Нвизуг-Би Л.К. Экономическая значимость разработки, освоения и добычи битума из битуминозного песка и тяжелой нефти в Нигерии // Научный журнал Кубанского государственного аграрного университета. – 2016. – № 121 (07). – P. 144–149.
26. Нвизуг-Би Л.К., Савенок О.В. Анализ природно-геологических условий залегания месторождений с трудноизвлекаемыми запасами на территории Федеративной Республики Нигерия // Евразийский научный журнал. – 2015. – № 12. – P. 50–57.
27. Adegoke O.S. Geotechnical investigation of the ondo state bituminous sands, geology and reserves estimate / Geological Consultancy Unit, University of Ife. Ife, 1980. – P. 257.
28. Adegoke O.S., Ibe F.C. The tarsands and heavy crude resources of Nigeria // Proceedings of 2nd Unitar conference. – Caracas, 1982. – P. 8–10.

29. Production and processing of US Tar sands: An environmental assessment / N.A. Frazier [et al.]. – Virginia, 1976. – P. 266.

30. Andrew E.D. Modern NMR techniques for chemistry research. – New York: Pergamon Press, 1987. – 403p.

31. Eriksson S., Lasic S., Topgaard D. Isotropic diffusion weighting in PGSE NMR by magnetic – angle spinning of q-vector // *Journal of Magnetic Resonance*. – 2013. – Vol. 226. – P. 13–18. DOI: 10.1016/j.jmr.2012.10.015

32. Lee J.H., Okuno Y., Cavagnero S. Sensitivity enhancement in solution NMR: Emerging ideas and new frontiers // *Journal of Magnetic Resonance*. – 2014. – Vol. 241, iss. 1. – P. 18–31. DOI: 10.1016/j.jmr.2014.01.005

33. Krivdin L.B. Calculation of ^{15}N NMR chemical shifts: Recent advances and perspectives // *Progress in Nuclear Magnetic Resonance Spectroscopy*. – 2017. – Vol. 102–103. – P. 98–119. DOI: 10.1016/j.pnmrs.2017.08.001

34. Vugmeyster L., Ostrovsky D. Static solid – state ^2H NMR methods in studies of protein side chain dynamics // *Progress in Nuclear Magnetic Resonance Spectroscopy*. – 2017. – Vol. 101. – P. 1–17. DOI: 10.1016/j.pnmrs.2017.02.001

35. Pileio G. Singlet NMR methodology in two – spin – $1/2$ systems// *Progress in Nuclear Magnetic Resonance Spectroscopy*. – 2017. – Vol. 98–99. – P. 1–19. DOI: 10.1016/j.pnmrs.2016.11.002

36. Haouas M., Taulelle F., Martineau Ch. Recent advances in application of ^{27}Al NMR spectroscopy to material science // *Progress in Nuclear Magnetic Resonance Spectroscopy*. – 2016. – Vol. 94–95. – P. 11–36. DOI: 10.1016/j.pnmrs.2016.01.003

37. Martin R.W., Kelly J.E., Collier K.A. Spatial reorientation experiments for NMR of solids and partially oriented liquids // *Progress in Nuclear Magnetic Resonance Spectroscopy*. – 2015. – Vol. 90–91. – P. 92–122. DOI: 10.1016/j.pnmrs.2015.10.001

38. Johnson R.L., Schmidt-Rohr K. Quantitative solid-state ^{13}C NMR with signal enhancement by multiple cross polarization // *Journal of Magnetic Resonance*. – 2014. – Vol. 239. – P. 44–49. DOI: 10.1016/j.jmr.2013.11.009

39. Washburn K.E., Birdwell J.E. Updated methodology for nuclear magnetic resonance characterization of shales // *Journal of Magnetic Resonance*. – 2013. – Vol. 233. – P. 17–28. DOI: 10.1016/j.jmr.2013.04.014

References

1. Abdulkhayrov R.M., Akhnurov R.M., Gareev R.M. et al. Sovershenstvovanie sistemy razrabotki mestorozhdenii prirodnogo bituma [Improvement of the system of development of natural bitumen deposits]. *Povyshenie nefteotdachi plastov na pozdnei stadii razrabotki nefitnykh mestorozhdenii i kompleksnoe osvoenie vysokoviazkikh neftei i prirodnnykh bitumov. Materialy mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii*, 2007, pp.227-234.

2. Abramzon A.A. Poverkhnostno-aktivnye veshchestva: svoistva i primeneniye [Surfactants: properties and applications]. Leningrad, Khimiya, 1981, 303 p.

3. Antoniadi D.G. Nauchnye osnovy razrabotki mestorozhdenii termicheskimi metodami [Scientific bases of field development by thermal methods]. Moscow, Nedra, 1995, 313 p.

4. Antoniadi D.G., Valuisikii A.A., Garushev A.R. Sostoianie dobychi nefiti metodami povysheniia nefteizvlecheniia v obshchem obeme mirovoi dobychi [The state of oil extraction by methods of increasing the oil extraction in the total volume of world production]. *Oil industry*, 1999, no.1, pp.16-23.

5. Adegoke O.S., Omotsola M., Coker S. The geology of the Nigerian tar sands. *5th UNITAR Conference*. Caracas, 1991, pp.369-385.

6. Adelu R., Fayose E. Development prospects for the bituminous deposits in Nigeria. *5th UNITAR Conference*. Caracas, 1991, pp.509-515.

7. Ademodi B., Dewodu O., Oshonowo T. et al. Recovery of bitumen from Nigerian tar sands – feed preparation and solvent extraction studies. *7th Miami International Conference on Alternative Energy Sources*, Miami, 1985, p.2.

8. Adewusi V.A. Aspect of tar sands development in Nigeria. *Energy Sources*, 1992, vol.14, pp.305-315. DOI: 10.1080/00908319208908728.

9. Adesida A. Geology of the ore tar sands (maastrichtian – paleocene): MSc. Thesis, University of Ife. Ife, 1980, p.121.

10. Akhunov R.M., Abdulkhayrov R.M., Gareev R.Z. et al. Sposob povysheniya effektivnoy dobychi prirodnnykh bitumov [A way to increase the effective production of natural bitumen]. *Tekhnika i dobychi nefiti*, 2007, no.8, pp.132-134.

11. Lipaev A.A. Razrabotka mestorozhdenii tiazhelykh i prirodnnykh bitumov [Development of deposits of heavy and natural bitumen]. Moscow, Izhevsk, Institut kompiuternykh issledovaniy, 2013, 484 p.

12. RD 39-0147001-742-92. Metodika kompleksnoi otsenki kachestva vskrytiia produktivnykh plastov, zakanchivaniia skvazhin i vybora rabochikh zhidkostei dlia povysheniia kachestva vskrytiia plastov [Methodology of complex estimation of the quality of opening of productive layers, completion of wells and the choice of working fluids for improving the level of opening of layers]. Krasnodar, Rossiiskaia gosudarstvennaia neftegazovaia korporatsiia VNIKRneft, 1992, 82 p.

13. Muslimov R.Kh., Musin M.M., Musin K.M. Opyt primeneniia teplovykh metodov razrabotki na nefitnykh mestorozhdeniiakh Tatarstana [Experience in the application of thermal methods of development at the oil fields of Tatarstan]. Kazan, Novoe znanie, 2000, 225 p.

14. Ruzin L.M., Chuprov I.F., Morozyuk O.A. et al. Tekhnologicheskie printsipy razrabotki zalezhei anomalno viazkikh neftei i bitumov [Technological principles for the development of deposits of abnormal viscous oils and bitumen]. Moscow, Izhevsk, Institut kompiuternykh issledovaniy, 2015, 476 p.

15. Iakovenko V.I., Moisa N.Iu., Ovsianikov P.P. et al. Apriornaia otsenka kachestva vskrytiia plasta po dannym eksperimentalnykh issledovaniy na naturnykh kernakh [A priori assessment of the level of autopsy by experimental studies on natural cores]. *Stroitelstvo nefitnykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2010, no.2, pp.50-51.

16. Nvizug-Bi L.K., Savenok O.V., Moisa Iu.N. Klassifikatsiia trudnoizvlekaemykh zapasov na territorii Federativnoi Respubliki Nigerii [Classification of hard-to-recover reserves in the territory of the Federal Republic of

Nigeria]. *Nauka, tekhnika i tekhnologiia*, 2015, vol.11 (17), no.2, pp.18–21.

17. Nvizug-Bi L.K., Savenok O.V. Trudnoizvlekaemye zapasy uglevodorodov vazhnye resursy na territorii Federativnoi Respubliki Nigerii [Hard-to-recover hydrocarbon reserves, important resources in the territory of the Federal Republic of Nigeria]. *Sovremennoe sostoianie estestvennykh i tekhnicheskikh nauk. Materialy XXI mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii*. Moscow, 2015, pp.41–46.

18. Nvizug-Bi L.K. Otsenka tekhnologicheskikh reshenii dlia razrabotki i osvoeniia mestorozhdeniia tiazheloi i bituminoznoi nefi v Nigerii [Estimation of technological solutions for the development and development of heavy and bituminous oil fields in Nigeria]. *Nauchnyi zhurnal Kubanskogo gosudarstvennogo agrarnogo universiteta*, 2016, no.120(06), pp.44-49.

19. Adegoke O.S. Geological guide to some Nigerian cretaceous – recent localities. *7th African Micropalaeontological Colloquium*, Ile – Ife, 1976, p. 6.

20. Adegoke O.S. Tar sand project phase II – estimation of reserves, materials testing and chemical analysis. Geological Consultancy Units, University of Ife, Nigeria, 1976, p.10.

21. Gwynn J.W. Instrumental analysis of tars and their correlations in oil impregnated sand stone beds. Unitah and grand countries, Utah. *Utah geological and mineral survey, special studies*, 1971, pp.5-8.

22. JeJe L.K. Aspect of the geomorphology of Nigeria in geography of Nigeria development. – Ibadan, 1983, pp. 5-8.

23. Kadiri M.O. Further desmids from the Ikpoba reservoir: A comparison from elsewhere in Africa. *Algalogical Studies*, 1993, no.71, pp. 23-25.

24. Ajayi O. Quality of ground water in the Agbabu oil sands area of Ondo State, Nigeria. *Journal of African Earth Sciences*, 1998, vol.27, pp.299-305. DOI: 10.1016/S0899-5362(98)00064-5

25. Nvizug-Bi L.K. Ekonomicheskaiia znachimost razrabotki, osvoeniia i dobychi bituma iz bituminoznogo peska i tiazheloi nefi v Nigerii [The economic significance of the development, development, and extraction of bitumen from bituminous sand and heavy oil in Nigeria]. *Nauchnyi zhurnal Kubanskogo gosudarstvennogo agrarnogo universiteta*, 2016, no.121 (07), pp.144-149.

26. Nvizug-Bi L.K., Savenok O.V. Analiz prirodno-geologicheskikh uslovii zaleganiia mestorozhdenii s trudnoizvlekaemyimi zapasami na territorii Federativnoi Respubliki Nigerii [Analysis of the natural and geological conditions of the deposit of deposits with hard-to-recover reserves in the territory of the Federal Republic of Nigeria]. *Evrasiiskii nauchnyi zhurnal*, 2015, no.12, pp.50-57.

27. Adegoke O.S. Geotechnical investigation of the ondo state bituminous sands, geology and reserves estimate. Geological Consultancy Unit, University of Ife. Ife, 1980, p.257.

28. Adegoke O.S., Ibe F.C. The tarsands and heavy crude resources of Nigeria. *Proceedings of 2nd Unitar conference*. Caracas, 1982, pp.8-10.

29. Frazier N.A. et al. Production and processing of US Tar sands: An environmental assessment. Virginia, 1976, 266 p.

30. Andrew E.D. Modern NMR techniques for chemistry research. New York, Pergamon Press, 1987, 403 p.

31. Eriksson S., Lasic S., Topgaard D. Isotropic diffusion weighting in PGSE NMR by magnetic – angle spinning of q-vector. *Journal of Magnetic Resonance*, 2013, vol.226, pp.13-18. DOI: 10.1016/j.jmr.2012.10.015

32. Lee J.H., Okuno Y., Cavagnero S. Sensitivity enhancement in solution NMR: Emerging ideas and new frontiers. *Journal of Magnetic Resonance*, 2014, vol.241, iss.1, pp.18-31. DOI: 10.1016/j.jmr.2014.01.005

33. Krivdin L.B. Calculation of 15N NMR chemical shifts: Recent advances and perspectives. *Progress in Nuclear Magnetic Resonance Spectroscopy*, 2017, vol.102-103, pp.98-119. DOI: 10.1016/j.pnmrs.2017.08.001

34. Vugmeyster L., Ostrovsky D. Static solid – state ²H NMR methods in studies of protein side chain dynamics. *Progress in Nuclear Magnetic Resonance Spectroscopy*, 2017, vol.101, pp.1-17. DOI: 10.1016/j.pnmrs.2017.02.001

35. Pileio G. Singlet NMR methodology in two – spin – 1/2 systems. *Progress in Nuclear Magnetic Resonance Spectroscopy*, 2017, vol.98-99, pp.1-19. DOI: 10.1016/j.pnmrs.2016.11.002

36. Haouas M., Taulelle F., Martineau Ch. Recent advances in application of 27Al NMR spectroscopy to material science. *Progress in Nuclear Magnetic Resonance Spectroscopy*, 2016, vol.94-95, pp.11-36. DOI: 10.1016/j.pnmrs.2016.01.003

37. Martin R.W., Kelly J.E., Collier K.A. Spatial reorientation experiments for NMR of solids and partially oriented liquids. *Progress in Nuclear Magnetic Resonance Spectroscopy*, 2015, vol.90-91, pp.92-122. DOI: 10.1016/j.pnmrs.2015.10.001

38. Johnson R.L., Schmidt-Rohr K. Quantitative solid-state ¹³C NMR with signal enhancement by multiple cross polarization. *Journal of Magnetic Resonance*, 2014, vol.239, pp.44-49. DOI: 10.1016/j.jmr.2013.11.009

39. Washburn K.E., Birdwell J.E. Updated methodology for nuclear magnetic resonance characterization of shales. *Journal of Magnetic Resonance*, 2013, vol. 233, pp.17-28. DOI: 10.1016/j.jmr.2013.04.014

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Нвизуг-Би Л.К., Савенок О.В., Мойса Ю.Н. Применение ядерно-магнитного резонанса для изучения битуминозной нефти на юго-западе Нигерии // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2018. – Т.17, №2. – С.115–122. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.2.2

Please cite this article in English as:

Nvizug-Bee L.K., Savenok O.V., Moysa Yu.N. Application of nuclear magnetic resonance to study bituminous oil in the south western Nigeria. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2018, vol.17, no.2, pp.115-122. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.2.2