

Н.В. Шкаликов<sup>1</sup>, В.Д. Скирда<sup>1</sup>, И.В. Николин<sup>2</sup>, С.С. Сафонов<sup>2</sup><sup>1</sup>Казанский государственный университет им. В.И. Ульянова-Ленина, Казань<sup>2</sup>Московский научно-исследовательский центр технологической компании «Шлюмберже», Москва  
Nikolay.Shkalikov@ksu.ru, Vladimir.Skirda@ksu.ru, INikolin@moscow.oilfield.slb.com, SSafonov@moscow.oilfield.slb.com

## ИССЛЕДОВАНИЕ N-ПАРАФИНОВ В СОСТАВЕ НЕФТИ МЕТОДОМ ЯДЕРНОГО МАГНИТНОГО РЕЗОНАНСА

На примере нефти Мамуринского месторождения, а также выделенных из нее фракции масел и твердых парафинов, методом ЯМР проведены исследования фазовых превращений входящих в их состав высокомолекулярных n-парафинов. Показана возможность определения содержания n-парафинов в нефти на основе детального анализа температурных зависимостей релаксационных характеристик твердотельной компоненты сигнала ЯМР. Обнаружено, что средняя температура плавления n-парафинов в нефти превышает таковую для n-парафинов в масле. Выказано предположение о том, что этот результат может быть следствием взаимодействия n-парафинов с содержащимися в нефти надмолекулярными агрегатами смол и асфальтенов.

**Ключевые слова:** ядерный магнитный резонанс, твердотельная компонента, нефть, n-парафины, фазовые превращения.

### Введение

Нефтяные парафины представляют собой сложную смесь твердых углеводородов (УВ), среди которых основную массу составляют высокомолекулярные n-парафины с числом атомов углерода в молекуле  $\geq 18$  и находящиеся при комнатной температуре в кристаллическом состоянии. Проблемы определения содержания n-парафинов в нефти достаточно успешно решаются при использовании в комплексе широкого набора методов (Богомо-

лова и др., 1984; ГОСТ 11851-85, 1985; Еременко, Максимов, 1986; Хадисова, 2004), включая атмосферно-вакуумную перегонку, гель-хроматографию и методы вымораживания парафинов в различных растворителях. Однако на практике выделяемые твердые парафины зачастую содержат примесь ненасыщенных УВ, в том числе полициклических нафтенов, что существенно усложняет количественную оценку содержания n-парафинов в нефти.

Вследствие сложности дисперсной структуры нефти,

Окончание статьи Л.Н. Бружес, В.Г. Изотова, Л.М. Ситдиковой «Литолого-фациальные условия формирования горизонта Ю<sub>1</sub> Тевлинско-Русскинского...»

### Литература

Изотов В.Г., Ситдикова Л.М., Казанцев Ю.В., Ян П.А., Аухатов Я.Г. Лито-геодинамика верхнеюрских отложений в зоне развития содовых поднятий Среднего Приобья. *Сб. мат-ов II Всерос. совещ.: «Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии»*. Ярославль. 2007. 92-93.

Изотов В.Г., Аухатов Я.Г., Бружес Л.Н., Сайфутдинов А.Р. Литолого-геодинамический анализ деформации продуктивных пластов и покрышек Тевлинско-Русскинского месторождения (Среднее Приобье, Западная Сибирь). *Сб. мат-ов У-го Всерос. литологического совещ.: «Типы седиментогенеза и литогенеза и их эволюция в истории земли»*. Екатеринбург. Т. 1. 2008. 273-276.

Муслимов Р.Х., Изотов В.Г., Ситдикова Л.М. Литолого-технологическое картирование нефтяных залежей – основа выбора стратегий воздействия на пласт с целью оптимизации коэффициента извлечения нефти. *Тр. 12 Европ. симп. «Повышение нефтеотдачи пластов. Освоение трудно извлекаемых запасов нефти»*. Казань. Изд. «ФЕН». 2003. 552-560.

Панарин А.Т., Изотов П.В., Аухатов Я.Г. Нано- и мезопористые коллекторы месторождений углеводородов северного региона Западной Сибири. *Сб. мат-ов конф.: «Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья»*. М. Изд. «Нефть и газ». 2008. 230-236.

Izotov, V. G., Sitdikova, L. M., Bruzhes, L. N., Aukhatov, Y. G. The clay component of the Jurassic oil reservoirs of the Middle Ob group of fields (Western Siberia). *EGU Geophysical Research Abstracts*. Vol.10. EGU2008-A-04611. Vienna. 2008.

L.N. Bruzhes, V.G. Izotov, L.M. Sitdikova. **Lithofacies conditions of J<sub>1</sub> horizon formation within the Tevlinsko-Russkinskoe deposit (Western Siberia)**.

Data of the lithologic-mineralogical analysis of J<sub>1</sub> horizon structure within the Tevlinsko-Russkinskoe deposit (Western Siberia) are presented in this work. The factors supervising potential oil content of horizon are revealed. It is established that the Jurassic complex of rocks-collectors of a deposit on the size of pores and porous channels belongs to the class of nanoporous. Lithofacies evolution of the J<sub>1</sub> horizon within a deposit was studied, there were

allocated three areas with various type of facial conditions of rocks formation that is expressed in composition and structure of clastic and cement mass of sandstones of horizon which define reservoir properties. The obtained data allows to predict reaction of a layer to applied advanced recovery methods during working it out.

**Keywords:** rock-collector, facial conditions, evolution, sedimentation, paleogeography, nanoporous collectors, clay substance, association of clay minerals, reservoir properties.

Людмила Николаевна Бружес

зав. лаб. литологии и петрографии ООО «КогалымНИ-Пинефть». Научные интересы: литология нефтеносных формаций, минералогические особенности пород-коллекторов углеводородов.

628481, Россия, Когалым, ул. Дружбы Народов, 15. Тел./Факс: (34667)4-88-35.

Виктор Геннадьевич Изотов

к.геол.-мин.н., доц. каф. региональной геологии и полезных ископаемых. Научные интересы: оптическая и электронная микроскопия пород-коллекторов, минералогия, литология и фациальный анализ нефтеносных формаций.

Ляля Мирсалиховна Ситдикова

к.геол.-мин.н., Заслуженный геолог РТ, Почетный работник высшего и профессионального образования РФ, доцент каф. региональной геологии и полезных ископаемых. Научные интересы: петрология, минералогия глубоких горизонтов земной коры, рентгенография и электронная микроскопия наноминеральных комплексов зон деструкций и нефтеносных формаций.

Казанский государственный университет. 420008, Россия, Казань, ул. Кремлевская, 18. Тел./Факс (843)238-84-71.

характеризующейся гетерогенностью и многофазностью, задача определения содержания n-парафинов непосредственно в нефти без предварительного ее разложения на составляющие различных углеводородных групп представляет сложную проблему. Конечно, стоит вспомнить о методе дифференциальной сканирующей калориметрии (ДСК), который позволяет приближенно оценивать содержание n-парафинов в нефти по тепловому эффекту, однако зачастую эти оценки оказываются настолько грубыми, что позволяют говорить лишь о наличии или отсутствии в нефти кристаллической фазы n-парафинов. В связи с этим, стоит вспомнить о проблеме влияния окружения на температуры плавления n-парафинов в смеси углеводородов. Так в работе (Mahmoud et al., 2005) было показано, что температура плавления n-парафинов в смеси с асфальтенами существенно не меняется. В тоже время, для смеси n-парафинов с низкомолекулярными жидкими парафинами имеет место (Афанасьев и др., 1993) факт влияния окружения на температуру плавления n-парафинов. В связи с этим, проблема количественной оценки содержания n-парафинов непосредственно в нефти может быть сопряжена, в том числе, с зависимостью температур фазовых превращений n-парафинов от состава нефти. Таким образом, решение этой проблемы, на наш взгляд, требует постановки дополнительных экспериментов по исследованию фазовых состояний n-парафинов в составе различных нефтяных дисперсных систем в широком диапазоне температур. В настоящей работе для этих целей нами будет применен импульсный метод ядерного магнитного резонанса (ЯМР).

### Образцы и методы исследования

В качестве исходной нефти для изучения фазовых превращений входящих в ее состав n-парафинов была выбрана природная нефть – нефть Мамуринского месторождения (Самарская область), характеризующаяся (Shkalikov et al., 2008) высоким содержанием парафинов. Кроме того, были исследованы выделенные из этой нефти продукты, включающие в свой состав n-парафины, а именно масла и твердые парафины. Выделение масел, представляющих собой смесь парафиново-нафтеновых и ароматических УВ, из нефти осуществлялось с помощью ускоренного хроматографического метода (Богомолова и др., 1984). Выделение твердых парафинов производилось из масел по методике (ГОСТ 11851-85, 1985), заключающейся в вымораживании парафинов из раствора масел в смеси ацетона и толуола – 35:65 (по объему). В результате выполнения вышеописанных процедур были определены значения массовой доли масел в исходной нефти (60,2 %), а также массовой доли твердых парафинов в маслах (29,6 %), на основе которых было вычислено значение массовой доли твердых парафинов в исходной нефти (17,8 %).

В изучении фазовых состояний n-парафинов в составе исследованных образцов использовалась методика, основанная на анализе температурных зависимостей релаксационных характеристик твердотельной компоненты сигнала  $^1\text{H}$  ЯМР, которая ранее (Shkalikov et al., 2008) нами была апробирована при исследовании фазовых состояний асфальтенов в блоке. Измерения релаксационных характеристик твердотельной компоненты сигнала ЯМР для исследованных образцов производились на установке им-

пульсного ЯМР с резонансной частотой 19,08 МГц на ядрах  $^1\text{H}$ , со временем парализации приемного тракта 13 мкс и однородностью постоянного магнитного поля электромагнита 0,01 гаусс/см. Анализ формы твердотельной компоненты сигнала ЯМР осуществлялся с использованием подхода (Шкаликов, Скирда, 2009), базирующего на импульсной методике Solid-Echo (Powles, Mansfield, 1962; Powles, Strange, 1963; Kimmich, 1997). Этот подход позволял с достаточной точностью определять значения доли  $P_s$  твердотельной компоненты в сигнале ЯМР исследованных образцов. В процессе регистрации температурных зависимостей релаксационных характеристик осуществлялось пошаговое изменение температуры со временем выдержки на каждом шаге не менее 15 мин.

### Экспериментальные результаты и их обсуждение

Для всех исследованных образцов, т.е. для исходной нефти, масел и твердых парафинов, было установлено наличие гистерезиса температурной зависимости доли  $P_s$  твердотельной компоненты в диапазоне от +20 до +70 °С. В качестве иллюстрации этого эффекта, на рисунке 1 приведены температурные зависимости доли  $P_s$  твердотельной компоненты для образца масел. Как видно из рис. 1, в области температур от +28 до +60 °С наблюдается несовпадение (гистерезис) температурных зависимостей доли  $P_s$  твердотельной компоненты для режимов нагревания и охлаждения. Обнаруженный гистерезис свидетельствует о том, что в этой области температур, по крайней мере, какая-то часть исследуемого образца испытывает фазовый переход 1-го рода. В нашем случае, наиболее вероятно, что наблюдаемый гистерезис связан с процессами плавления и кристаллизации, поскольку температура кристаллизации зачастую смещена в область более низких температур по сравнению с температурой плавления.

Вспоминая данные (Чичибабин, 1954; Рыжов, 2005) о том, что в чистом виде (вне смеси) n-парафины с числом атомов углерода в молекуле от 18 до 35 испытывают плавление в диапазоне температур от 28,1 до 74,5 °С, можно предположить, что наблюдаемый эффект (Рис. 1) гистерезиса температурной зависимости доли  $P_s$  твердотельной компоненты обусловлен фазовыми превращениями n-парафинов, находящихся в составе исследованных образцов. Поскольку температура кристаллизации, в отличие от температуры плавления, дополнительно зависит от наличия центров кристаллизации, а в случае их отсутствия, от условий возникновения зародышей кристаллизации, с нашей точки зрения, наиболее правильно анализировать температурные зависимости, зарегистрированные в условиях нагрева образца и, тем самым, исследовать процессы плавления. Было обнаружено, что температурные зависимости доли  $P_s$  твердотельной компоненты (Рис. 2), зарегистрированные при нагревании для исходной нефти и выделенных из нее масел и твердых парафинов, проявляют существенные различия между собой.

Прежде чем приступить к детальному анализу экспериментальных данных остановимся на используемом нами для этих целей методическом подходе. В основу этого подхода заложено представление (Shkalikov et al., 2008), согласно которому температурная зависимость доли  $P_s$  твердотельной компоненты может быть описана с помощью

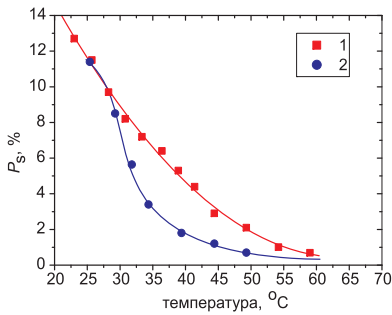


Рис. 1. Температурные зависимости доли  $P_s$  твердотельной компоненты в сигнале ЯМР для образца масел. 1, 2 – экспериментальные точки, зарегистрированные в условиях нагрева и охлаждения, соответственно. Сплошные кривые –

аппроксимация экспериментальных точек по формуле (1).

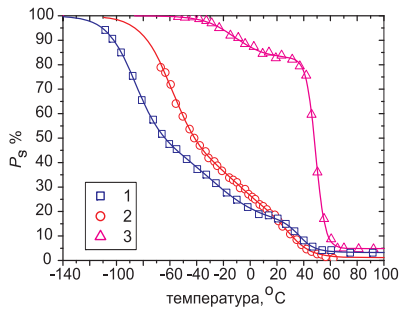


Рис. 2. Зависимости  $P_s(T)$ , зарегистрированные при нагревании для исходной нефти (1), масел (2) и твердых парафинов (3). Сплошные кривые – аппроксимация экспериментальных точек по формуле (1).

суперпозиции функций Ферми. При этом каждая из таких функций может быть отнесена к соответствующему фазовому переходу (1-го или 2-го рода) для той или иной составляющей образца. В результате, температурные зависимости доли  $P_s$  твердотельной компоненты для всех исследованных образцов хорошо описываются с помощью функции вида:

$$P_s(T) = 100 - \sum_{i=1}^N \frac{\Delta P_{si}}{\exp\left(-\frac{T-T_{0i}}{w_i^*}\right) + 1}, \quad (1)$$

где  $\Delta P_{si}$  – изменение величины  $P_s$ , обусловленное  $i$ -ым фазовым переходом;  $T_{0i}$  – средняя температура  $i$ -го фазового перехода;  $w_i^*$  – параметр, характеризующий температурный диапазон, в котором происходит  $i$ -ый фазовый переход;  $N$  – количество фазовых переходов;  $T$  – температура.

Для получения наиболее наглядной интерпретации зависимости  $P_s(T)$  для исследованных образцов осуществлялось построение температурной зависимости модуля первой производной от зависимости  $P_s(T)$ . Получаемая таким образом зависимость описывается уравнением:

$$\left| \frac{dP_s(T)}{dT} \right| = \sum_{i=1}^N \frac{\Delta P_{si}}{w_i^* \cdot \left( \exp\left(-\frac{T-T_{0i}}{w_i^*}\right) + \exp\left(\frac{T-T_{0i}}{w_i^*}\right) + 2 \right)}. \quad (2)$$

Поскольку характерный вид зависимости  $|dP_s(T)/dT|$  в координатах  $T$  (Рис. 3) подобен спектру, представляющему собой суперпозицию гауссоподобных линий, в дальнейшем такую зависимость будем именовать спектром. При этом, каждая из линий в спектре соответствует функ-

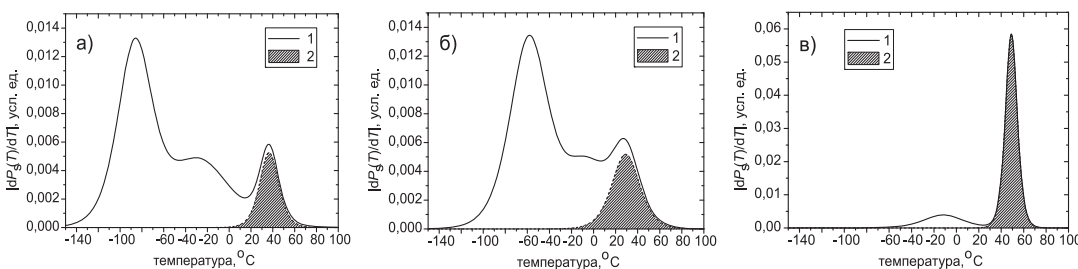


Рис. 3. 1 – Спектры  $|dP_s(T)/dT|$ , соответствующие зарегистрированным при нагревании зависимостям  $P_s(T)$  для исходной нефти (а), масел (б) и твердых парафинов (в). 2 – вклад от n-парафинов в результирующий спектр.

ции Ферми со своими параметрами: средняя температура  $T_{0i}$   $i$ -го фазового перехода соответствует положению максимума  $i$ -ой линии; в качестве характеристики ширины линии наиболее удобно использовать параметр  $w_i^*$ , на основе которого можно вычислить значение ширины линии на полувысоте  $-w_i^* \times 3,52555$ ; относительная интегральная интенсивность  $i$ -ой линии в результирующем спектре характеризуется значением  $\Delta P_{si}$ . Таким образом, для всех исследованных образцов в виде спектров  $|dP_s(T)/dT|$  (Рис. 3) была получена наглядная интерпретация зарегистрированных при нагревании температурных зависимостей доли  $P_s$  твердотельной компоненты в сигнале ЯМР.

Обсуждая полученные спектры  $|dP_s(T)/dT|$  (Рис. 3) следует заметить, что для образцов исходной нефти и масел наблюдается три характерных максимума, а для образца твердых парафинов – два. Каждому из этих максимумов соответствует своя линия в спектре  $|dP_s(T)/dT|$ . В связи со сложностью отнесения наблюдаемых линий к определенным составляющим исследованных образцов, остановимся только на идентификации n-парафинов в полученных спектрах  $|dP_s(T)/dT|$ . Для каждого из исследованных образцов путем прямого сопоставления линий к температурному диапазону, в котором наблюдается гистерезис зависимости  $P_s(T)$ , была выделена линия, обусловленная плавлением n-парафинов (Рис. 3). При этом также были определены характеристики этой линии для всех исследованных образцов (Табл.), а именно, положение максимума на температурной шкале, ширина линии на полувысоте и относительная интегральная интенсивность, которые мы условимся обозначать  $T_0^{paraf}$ ,  $w^{paraf}$  и  $\Delta P_s^{paraf}$  соответственно. Таким образом, для n-парафинов в составе исследованных образцов значения  $T_0^{paraf}$ ,  $w^{paraf}$  и  $\Delta P_s^{paraf}$  отражают соответственно информацию о средней температуре плавления, характерном интервале температур плавления и удельном содержании (по протонам). Относительная погрешность определения соответствующих значений не превышала 10 %.

Теперь попытаемся провести количественную оценку содержания n-парафинов в исследованных образцах по отношению к исходной нефти. Перемножая значения  $\Delta P_s^{paraf}$  (Табл., колонка 4) со значениями массовой доли  $\omega$  в исходной нефти (Табл., колонка 5) для каждого из исследованных образцов, получаем значения  $\omega \times \Delta P_s^{paraf}$  (Табл., колонка 6), характеризующие содержания n-парафинов в исходной нефти. Тот факт, что вычисленные значения  $\omega \times \Delta P_s^{paraf} = 11,7; 10,4$  и  $13,8$  % для образцов исходной нефти, масел и твердых парафинов, соответственно, достаточно хорошо совпадают, указывает на правильную идентификацию линии, обусловленной плавлением n-парафинов, в спектрах  $|dP_s(T)/dT|$  образцов. Таким образом, предложенная методика анализа температурной зависимости доли  $P_s$  твердотельной компоненты в сигнале ЯМР позволяет осуществлять количественную оценку содержания n-

1	2	3	4	5	6
Образец	$T_0^{\text{paraf}}, ^\circ\text{C}$	$w^{\text{paraf}}, ^\circ\text{C}$	$\Delta P_s^{\text{paraf}}, \%$	Массовая доля в нефти ( $\omega$ )	$\omega \times \Delta P_s^{\text{paraf}}, \%$
исходная нефть	36.6	20.3	11.7	1	11.7
масла	29.1	29.6	17.2	0.602	10.4
твердые парафины	49.0	12.3	77.7	0.178	13.8

Табл. Значения параметров  $T_0^{\text{paraf}}$ ,  $w^{\text{paraf}}$  и  $\Delta P_s^{\text{paraf}}$ , характеризующих плавление n-парафинов в составе образцов исходной нефти, масел и твердых парафинов, а также значения массовой доли  $w$  соответствующих образцов в исходной нефти.

парафинов непосредственно в нефти, не подвергая ее предварительному разложению на составляющие.

Анализируя представленные в таблице данные, можно заметить, что n-парафины в составе исследованных образцов испытывают плавление в различных температурных диапазонах. Так, для всех исследованных образцов существенно различаются значения средней температуры плавления  $T_0^{\text{paraf}}$  n-парафинов, а также значения параметра  $w^{\text{paraf}}$ , характеризующего ширину температурного диапазона плавления n-парафинов. В ряду образцов – твердые парафины, нефть и масла – наблюдается (Табл.) понижение средней температуры  $T_0^{\text{paraf}}$  и уширение температурного диапазона  $w^{\text{paraf}}$  плавления n-парафинов. Тот факт, что значения  $T_0^{\text{paraf}}$  для исходной нефти и масел существенно ниже такового для твердых парафинов, удовлетворительно согласуется с ожидаемой тенденцией (Афанасьев и др., 1993) уменьшения температуры плавления твердых парафинов при их разбавлении жидкими парафинами, входящими в состав исходной нефти и масел. Однако, не смотря на то, что удельное содержание n-парафинов в исходной нефти существенно ниже, чем в маслах (Табл.), средняя температура плавления  $T_0^{\text{paraf}}$  n-парафинов для исходной нефти оказалась выше аналогичной для масел. Наиболее вероятно, что этот экспериментальный факт является следствием особенностей надмолекулярной структуры нефти. В случае если бы n-парафины формировали отдельные кристаллиты и не взаимодействовали с более тугоплавкими твердотельными образованиями, присутствующими в нефти в виде надмолекулярных структур, такого результата нельзя было бы ожидать. Таким образом, можно предположить, что n-парафины взаимодействуют с содержащимися в нефти надмолекулярными агрегатами смол и асфальтенов.

## Литература

- Афанасьев А.Н., Матишев В.А., Сюняев З.И., Фарафонов В.В. Плавление и кристаллизация парафинов. *Химия и технология топлив и масел*. N11. 1993. 24-27.
- Богомолов А.И., Темяно М.Б., Хотынцева Л.И. Современные методы исследования нефтей. Ленинград: Недра. 1984.
- Еременко Н.А., Максимов С.П. Аспекты генетических связей нефтей и органического вещества пород. Москва: Наука. 1986.
- ГОСТ 11851-85. Нефть. Метод определения парафина. Москва: Издательство стандартов. 1985.
- Рыжов А.Н. Конформационный анализ алканов в задачах «структура-свойство». Дис. к.х.н. Москва: РГУ нефти и газа. 2005.
- Хадисова Ж.Т. Влияние химического состава нефтяных парафинов на их физико-механические свойства. Дисс. к. х. н. Краснодар: КубГУ. 2004.
- Чичибабин А.Е. Основы органической химии. Москва: Госхимиздат. Т. 1. 1954.
- Шкаликов Н.В., Скирда В.Д. Возможности исследования методом ЯМР структурно-динамической организации асфальтенов в блоке. *Учен. зап. Казан. гос. ун-та. Сер. физ.-мат. науки*. Т. 151, Кн. 3. 2009. 41-51.
- Kimmich R. NMR: tomography, diffusometry, relaxometry. Berlin: Springer. 1997.

Mahmoud R., Gierycz P., Solimando R., Rogalski M. Calorimetric probing of n-alkane – petroleum asphaltene interactions. *Energy & Fuels*. V. 19. N6. 2005. 2474-2479.

Powles J.G. & Mansfield P. Double-pulse nuclear-resonance transients in solids. *Physics Letters*. V. 2. N2. 1962. 58-59.

Powles J.G. & Strange J.H. Zero time resolution nuclear magnetic resonance transients in solids. *Proc. Phys. Soc.* V. 82. N1. 1963. 6-15.

Shkalikov N.V., Ganeeva Yu.M., Yusupova T.N., Skirda V.D. The characterization of asphaltenes by  $^1\text{H}$  NMR relaxation method: microsecond range of spin-spin relaxation times. *Magnetic Resonance in Solids*. Electronic Journal. V. 10. N1. 2008. 11-19.

## N.V. Shkalikov, V.D. Skirda, I.V. Nikolin, S.S. Safonov. Study of n-paraffins in crude oil by nuclear magnetic resonance.

The phase transitions for high-molecular n-paraffins included in crude oil extracted from Mamurinskoe oilfield were studied by nuclear magnetic resonance (NMR) method. Similar investigations for wax and solid paraffins extracted from this oil were carried out. The possibility of determination of n-paraffins content in the crude oil by the analysis of relaxation parameters temperature dependences for solid component of NMR signal was shown. It was found that the average melting temperature of n-paraffins included in crude oil larger than that of n-paraffins included in wax. This phenomenon could be explained by the interaction between n-paraffins and oil supramolecular aggregates formed by resins and asphaltenes.

**Keywords:** nuclear magnetic resonance, solid component, crude oil, n-paraffins, phase transitions.

*Николай Викторович Шкаликов*

Аспирант кафедры физики молекулярных систем

*Владимир Дмитриевич Скирда*

Д. ф. -м. н., профессор, зав. каф. физики молекулярных систем

Казанский государственный университет

420008, Россия, Казань, ул. Кремлевская, 18.

Тел.: 8 (843) 231-51-89.

*Иван Владимирович Николин*

Старший научный сотрудник

*Сергей Сергеевич Сафонов*

Старший научный сотрудник

Московский научно-исследовательский центр технологической компании «Шлюмберге». 101000, Россия, Москва, пер. Огородная слобода, 5а. Тел.: 8 (916) 531-86-52.

Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2009, 254с.

## Гидрогеологические условия нефтяных месторождений Татарстана

**Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Ибрагимов Р.Л., Покровский В.А.**

В монографии рассмотрены фундаментальные проблемы нефтяной гидрогеологии и современных представлений о гидрогеологических условиях формирования и разрушения нефтяных залежей, вопросы комплексного, рационального использования и охраны подземных вод. Дан обзор гидрогеологической изученности нефтяных месторождений Татарстана, рассмотрен сложный круг вопросов, касающихся возможности использования гидрогеологических данных как по пресноводному комплексу, так и по глубоким водоносным горизонтам при решении различных практических задач, особенно в условиях техногенеза.

ISBN 978-5-96-90-0117-6