ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

**МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«Перспективные материалы с иерархической структурой
для новых технологий и надежных конструкций»**

**X МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«Химия нефти и газа»**

Томск

Издательский Дом ТГУ

2018

DOI: 10.17223/9785946217408/428

ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ОСНОВНЫХ СТРУКТУРНО-ГРУППОВЫХ ПАРАМЕТРОВ СОСТАВА НЕФТЕЙ ЛЕНО-ТУНГУССКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА ПО ДАННЫМ ЯМР ^1H И ^{13}C

Смирнов М.Б., Ванюкова Н.А.

*ФГБУН Ордена Трудового Красного Знамени Институт нефтехимического синтеза им. А.В.Топчиева РАН, Москва, Россия**m1952s@yandex.ru.*

Один из основных вопросов, возникающих при постановке любой работы в области геохимии нефти и нефтепереработки – можно ли считать используемые образцы типичными (для рассматриваемого бассейна или какой-то его части) при, как правило, небольшом их общем числе. Для разработки же систем классификации нефтей необходимо убедиться, что в выборке представлены разнообразные по составу пробы, включая крайние варианты. Решение этой задачи, во-первых, требует простого, дешевого и быстрого метода анализа, позволяющего охарактеризовать состав нефтей в целом. Во-вторых, нужны массовые полученные этим методом данные о составе соответствующей совокупности нефтей. Для Лено-Тунгусского НГБ, который выделяется наибольшим возрастом продуктивных отложений (рифей – нижний кембрий) [1], имеющихся данных явно недостаточно.

В настоящей работе проведен анализ представительного для бассейна набора 99 проб нефтей 37 месторождений, разведочных площадей и лицензионных участков, перекрывающих всю площадь бассейна и выполнена необходимая статистическая обработка опытных данных. Показано, что распределения величин ряда измеренных методом ЯМР ^1H параметров состава достаточно близки к нормальному, другие же сильно от него отличаются и асимметричны. Параметры, измеренные методом ЯМР ^{13}C характеризуются распределениями, далекими от нормального, асимметричными и бимодальными. Нефти бассейна отличаются от нефтей Волго-Урала и Западной Сибири [2, 3] существенно меньшим содержанием ароматических соединений и большим – радиогенных непредельных углеводородов. Основной максимум распределения $S_{\text{ар}}$ лежит в области «хвостов» распределений двух других бассейнов. Средняя степень замещения ароматики в них выше, чем в Западной Сибири, максимум распределения по характеризующему эту величину параметру попадает в область между двумя максимумами распределения для нефтей Волго-Урала. Среди нефтей бассейна отсутствуют флюиды с малым (менее 14 абс.%) содержанием н-алкильных структур. Установлена достоверная разница в составе нефтей Байкитской антеклизы и Непско-Ботуобинской антеклизы по содержанию ароматических соединений и н-алкильных структур.

Литература

1. Нефтяные и газовые месторождения СССР. Справочник. Под ред. С.П. Максимова. В 2-х тт. – М. «Недра». – 1987. – Т. 2. Азиатская часть СССР. 303 с.
2. Смирнов М.Б., Ванюкова Н.А. Закономерности распределения и степень взаимосвязи основных структурно-групповых параметров состава нефтей Западной Сибири по данным ЯМР. // Нефтехимия. – 2014. – Т. 54. – № 1. – С. 17 - 28.
3. Смирнов М.Б., Ванюкова Н.А. Закономерности распределения основных структурно-групповых параметров нефтей Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна по данным ЯМР. // Нефтехимия. – 2015. – Т. 55. – № 6. – С. 473 – 486.