

Органическая геохимия нефтей Монголии

В. А. Каширцев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск,
Российская Федерация
e-mail: Kashircevva@ipgg.sbras.ru

Аннотация. Изучен состав и распределение углеводородов-биометок в нефтях месторождения Тамсагбулаг (Монголия). В неизмененных нефтях и биодegradированных разностях обнаружено уникальное разнообразие биометок (три гомологических ряда секоhopанов и т.п.). По составу биомаркеров нефти Монголии весьма близки Байкальским нефтям.

Ключевые слова: нефть, углеводороды-биомаркеры, рифтовые долины

Organic geochemistry of Mongolian oils

V. A. Kashirtsev

Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: Kashircevva@ipgg.sbras.ru

Abstract. The composition and distribution of biomarker hydrocarbons in the Tamsagbulag oil field (Mongolia) has been studied. A unique variety of “fingerprints” was found in unchanged oils and biodegraded differences (three homologous series of secohpanes, etc.). According to the composition of biomarkers, Mongolian oils are very close to Baikal oils.

Keywords: oil, hydrocarbons-biomarkers, rift valleys

Введение

Впервые в 1931 году американский геолог Д. Теннер [1] высказал предположение о наличии нефтяных залежей на территории Монголии. Несколько позднее, в 1940 году монгольский геолог Ж. Дугэрсурэн и советский геолог Ю.С. Желубовский открыли месторождения нефти в Восточной Гоби [2]. Высокопарафинистые нефти Монголии из-за технологических проблем не перерабатываются внутри страны, они автомобильным транспортом поставляются в Китай в обмен на нефтепродукты по договору о разделе продукции.

В последние годы серьезные научные исследования велись монгольскими и российскими учеными по изучению высокомолекулярных компонентов в нефтях месторождений Тамсагбулагской и Восточно-Гобийской провинции с целью разработки процессов снижения вязкости флюидов и разработки схем возможной их переработки [3, 4]. Эти исследования по существу не затрагивали детального изучения органической геохимии этих объектов.

Благодаря монгольским исследователям Б. Хонгорзул и Т. Гэрэлмаа и Л.К. Алтуниной (ИХН СО РАН) в распоряжении лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН сформировалась небольшая коллекция монгольских нефтей, результатам геохимических исследований которых, посвящено это сообщение.

Материал и методы исследования

Материалом для исследования послужили главным образом меловые нефти Тамсагбулагской провинции. В отбензиненых нефтях после осаждения асфальтенов избытком петролейного эфира мальтеновую часть на хроматографических колонках с силикагелем АСК + окись алюминия разделяли на метаново-нафтеновые и нафтеново-ароматические углеводороды, бензолные и спиртобензолные смолы. Хромато-масс-спектрометрические исследования насыщенных и ароматических углеводородов проводились на системе, включающей газовый хроматограф 6890, имеющий интерфейс с высокоэффективным масс-селективным детектором Agilent 5973N. Ионизирующее напряжение источника - 70eV, температура источника - 250°C. Хроматограммы углеводородов были получены по общему ионному току (TIC) и селективным ионам m/z 123, 179, 193, 207 - для сесквитерпанов; m/z 193 - для секогопанов; m/z 191 - для ди- и тритерпанов; m/z 217, 218 — для стеранов.

Результаты

Хроматограммы по полному ионному току (TIC) фракций насыщенных УВ для двух монгольских нефтей существенно разнятся (рис. 1).

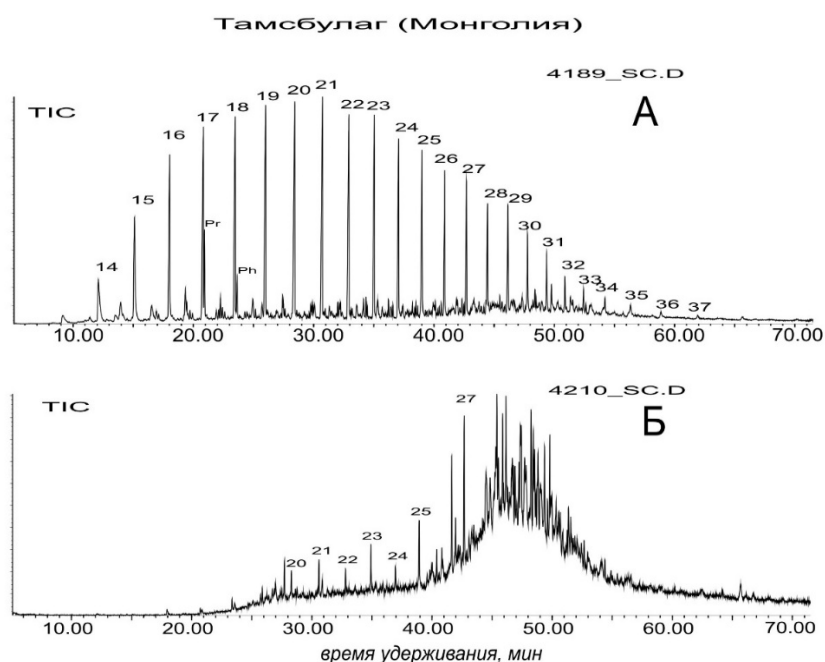


Рис.1. Масс-хроматограммы по полному ионному току (TIC) отбензиненной (А) и биодegradированной (Б) нефтей месторождения Тамсагбулаг.

Если хроматограмма нефти (рис.1А) может рассматриваться как неизменная нефть, то в нефти (рис.1Б) значительно снижено содержания алкановых и изопреноидных углеводородов, что привело к остаточному накоплению стеранов и терпанов. Все это свидетельствует о достаточно интенсивном бактериаль-

ном окислении второй нефти. Процессы биodeградации углеводородных систем хорошо изучены в лабораторных условиях, а в природе наиболее яркий пример биологической деградации гигантских нефтяных залежей являют собой битуминозные песчаники и нефти Западной Альберты (Канада), пояса Офисина (Венесуэла), Оленекского и других месторождений природных битумов [5-8].

Сканирование масс-хроматограмм по фрагментным ионам показало, что в обеих нефтях встречаются по крайней мере три гомологических ряда гопановых углеводородов (рис. 2).

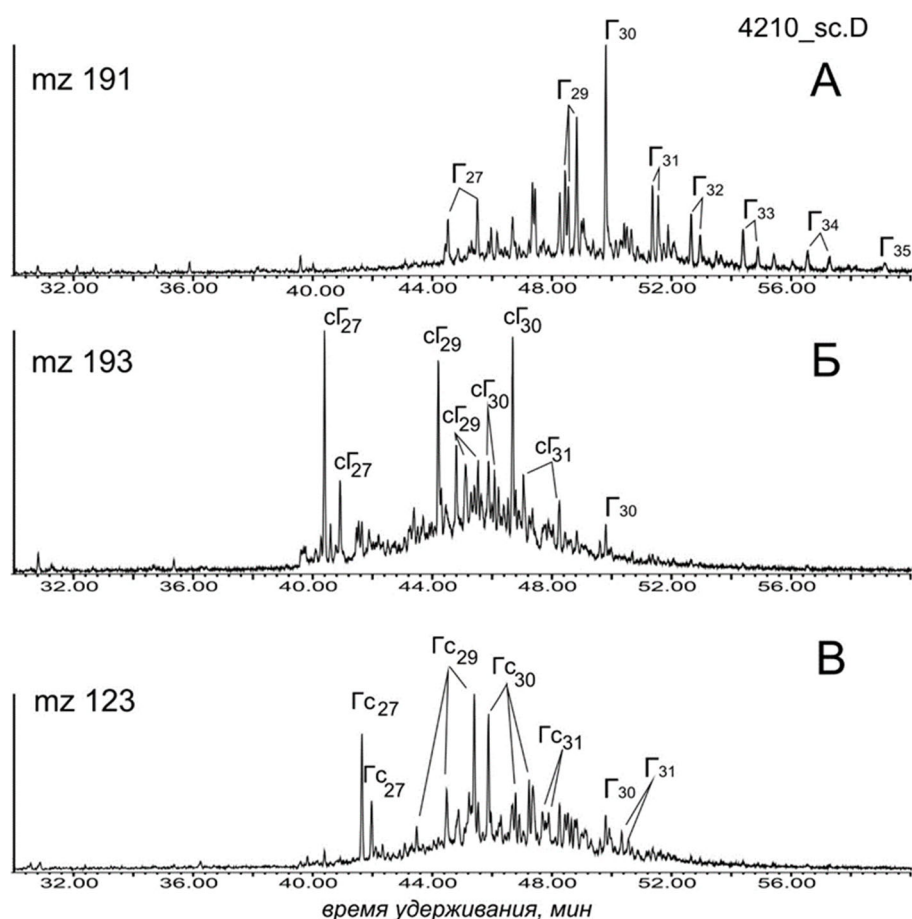


Рис. 2. Масс-хроматограммы распределения гопанов (А); 8-14 – секогопанов (Б); 8-десметил, 9-метил 8-14 – секогопанов (В) в биodeградированной нефти.

Масс-спектры гопанов смотри на рис. 3

Наряду с «традиционными» гопанами (m/z 191) примерно в близких концентрациях встречаются четырехкольчатые структуры с отсутствующей связью 8-14 (m/z 193). Впервые изомеры C_{27} - C_{31} 8,14-секогопанов были идентифицированы в биodeградированной нигерийской нефти и асфальтах Мадагаскара [8]. На Сибирской платформе 8,14-секогопаны были идентифицированы в нефтях озера Байкал [9], а также в пермских природных битумах Оленекского месторождения [7].

Другой ранее не встречавшийся ряд гопанов, а точнее секогопанов, идентифицирован по 100% иону m/z 123 и дополнительному m/z 193 (рис. 2, В). Наличие последнего свидетельствует, что разрыв цепи, как и у предыдущего гомоло-

гического ряда 8-14. Преобладание фрагмента с m/z 123 всего скорее обусловлено миграцией метильного заместителя от C_8 к C_9 . В этом случае связь C_9-C_{10} между двумя четвертичными атомами углерода становится самой слабой для гопановой структуры и благоприятной для формирования иона m/z 123 при электронном ударе в 70эВ. В этом случае мы будем иметь структуры 8-десметил, 9-метил, 8-14-секогопанов (рис. 3). Из опыта идентификации сесквитерпанов типа дримана известно, что при электронном ударе подобный интенсивный ион формируется при разрыве связи C_9-C_{10} и C_5-C_6 в кольце В.

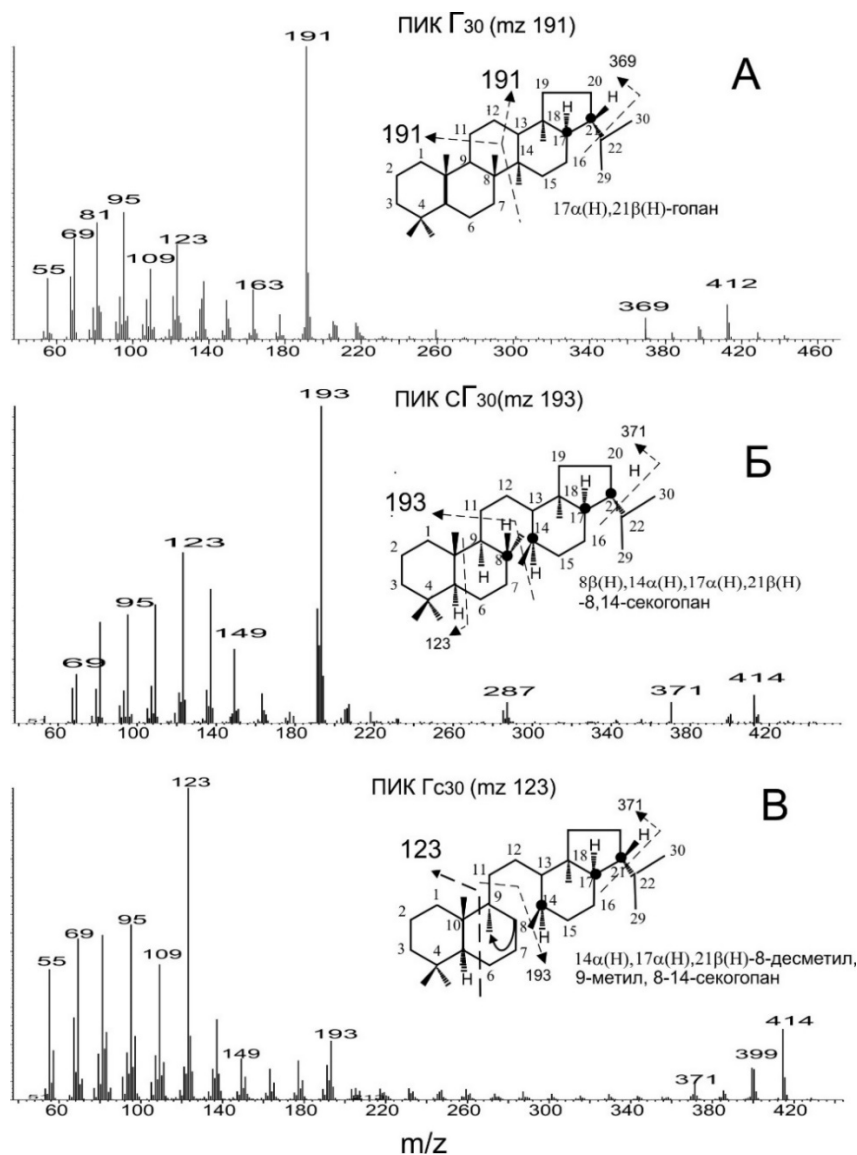


Рис. 3. Масс-спектры гопана $C_{30}H_{52}$ (А); 8-14 –секогопана $C_{30}H_{54}$ (Б); 8-десметил, 9-метил, 8-14 секогопана $C_{30}H_{54}$ (В). Масс-хроматограммы гопанов на рис. 2.

Распределение стеранов типично для углеводородов, производных от континентального органического вещества с максимумом на этилхолестане (рис. 4). Необычным на масс-хроматограмме m/z 217 стало появление трех диастереомеров политерпеноида C_{34} (рис. 4А, Б).

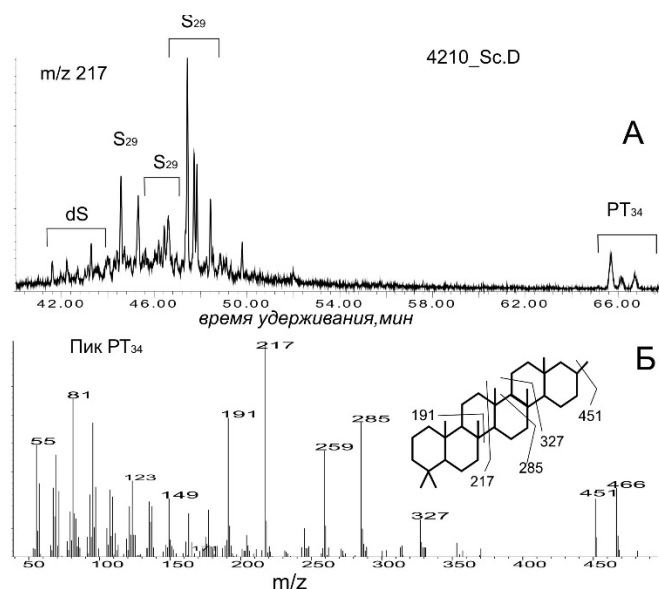


Рис. 4. Масс-хроматограмма (А) распределения стерановых углеводородов и трех диастереомеров шестикольчатого политерпеноида С₃₄ (РТ₃₄) и масс-спектр политерпеноида (Б).

Заключение

Все полученные геохимические результаты свидетельствуют о континентальном, главным образом озерном органическом веществе юрско-меловых палеобассейнов Монголии, давшем начало высокопарафинистым нефтям. В качестве одного из аргументов, подтверждающих высказанное предположение, может служить сравнительный анализ изученных углеводородов – биометок с аналогичными соединениями нефтей озера Байкал [9]. В-последних, за редким исключением, присутствует тот же полный набор аналогичных гопаноидов (единственное, что пока еще не встречено – это шестикольчатые политерпеноиды), которые в комплексе не встречаются в «морских» нефтях.

Нефти Монголии, также, как и нефти Забайкалья, объединяет единый геодинамический цикл формирования внутриконтинентальных юрско-меловых рифтовых долин, трансформировавшихся затем в озерные палеобассейны с типичной для них нефтеносностью.

Благодарности

Автор благодарит своих монгольских коллег Б. Хонгорзул, Т. Гэрэлмаа и Л.К. Алтунину (ИХН СО РАН) за предоставленную возможность исследовать нефти месторождения Тамсагбулаг.

Работа выполнена при финансовой поддержке Проекта № FWZZ-2022-0011 программы ФНИ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Tanner J.J., Chris Sladen Tectonic and stratigraphic evolution of the Mongolian People Republic and its influence on hydrocarbon geology and potential // Marine and Petroleum Geology. – 1995. – V. 12. – P. 35-52.

2. Геология Монгольской народной республики. – М.: Наука, 1973. – 583 с.
3. Хонгорзул Б. Особенности состава углеводородов и высокомолекулярных соединений высокопарафинистых нефтей Монголии / Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата химических наук. – Томск: Институт химии нефти СО РАН, 2008. – 23 с.
4. Гэрэлмаа Т. Микробиологическая характеристика пластовых флюидов месторождений Монголии / Т. Гэрэлмаа, Л.К. Алтунина, Л.И. Сваровская, Б. Пурэвсурэн, Б. Ширчин // «Химия нефти и газа»: материалы VII Междун. конф. (Томск, 21-26 сентября 2009 г.). – Томск: Изд-во ИОА СО РАН, 2009. – С. 435-439.
5. Генезис и миграция нефти в Западно-Канадском осадочном бассейне, провинция Альберта / Деру Дж., Пауэл Т. Дж., Тиссо Б., Мак-Кроссан Р.Дж. – М.: Недра, 1980. – 164 с.
6. Петров А. А. Углеводороды нефти – М.: Недра, 1984. – 680 с.
7. Kashirtsev V.A. Overview of natural bitumen fields of the Siberian platform, Olenek uplift, Eastern Siberia, Russia / V.A. Kashirtsev, F.J. Hein // Heavy-oil and oil-sand petroleum systems in Alberta and Beyond: AAPG Studies in Geology, 2013. – V.64. – p. 509 – 529.
8. Rullkotter J. Microbial alteration of 17 α (H) hopanes in Madagascar asphalts: removal of C-10 methyl group and ring opening. / J. Rullkotter, D.Wendisch // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1982. – V. 46. – P.1545–1554.
9. Каширцев В. А., Конторович А.Э., Москвин В.И., Данилова В.П., Меленевский В.Н. Терпаны нефтепроявлений озера Байкал // Нефтехимия. – 2006. – Т. 46. – № 4. – С. 1-9.

© В. А. Каширцев, 2022