

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

УДК 550.4 + 553.98.061.3 (282.256.341)

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ОТЛОЖЕНИЙ ОЗЕРА БАЙКАЛ

А.Э. Конторович, В.А. Каширцев, В.И. Москвин, Л.М. Бурштейн,  
Т.И. Земская\*, Е.А. Костырева, Г.В. Калмычков\*\*, О.М. Хлыстов\*

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, 630090, Новосибирск, просп. Коптюга, 3, Россия*

*\*Лимнологический институт СО РАН, 664033, Иркутск, ул. Улан-Баторская, 3, Россия*

*\*\*Институт геохимии СО РАН, 664033, Иркутск, ул. Фаворского, 1а, Россия*

На современном аналитическом уровне исследованы нефти, газы и экстракт донных осадков на юго-восточном берегу оз. Байкал: в устье р. Стволовая, у мысов Толстый и Горевой Утес. По совокупности геохимических данных установлено: 1 — нефти озера в различной степени подверглись биodeградации: у мыса Горевой Утес всплывает „свежая“ не биodeградирующая парафинистая нефть; в устье р. Стволовая и у мыса Толстый в ароматико-нафтеновой нефти отсутствуют нормальные алканы, монометилалканы и ациклические изопреноиды, 2 — источником нефти явилось органическое вещество пресноводных водоемов, с существенным содержанием остатков высшей наземной растительности, в том числе ангиоспермовых (олеанан) растений, что свидетельствует об озерном или дельтовом генезисе нефтематеринских свит мелового и более молодого возраста. Метан донных осадков у мыса Горевой Утес, судя по изотопному составу углерода ( $\delta^{13}\text{C}$  в среднем равен  $-43.84\%$ ), является катагенетическим. На основании оценки, произведенной объемно-статистическим методом, наиболее вероятное значение величины начальных геологических ресурсов в осадочных бассейнах Байкала — 500 млн т условных углеводородов.

*Нефть, газ, углеводороды-биомаркеры, биodeградация, ресурсы, оз. Байкал.*

PETROLEUM POTENTIAL OF BAIKAL DEPOSITS

A.E. Kontorovich, V.A. Kashirtsev, V.I. Moskvina, L.M. Burshtein, T.I. Zemskaya,  
E.A. Kostyreva, G.V. Kalmychkov, and O.M. Khlystov

We analyzed oils, gases, and bitumens of bottom sediments from natural shows on the southeastern shore of Lake Baikal, in the mouth of the Stvolovaya River near Capes Tolsty and Gorevoi Utes. Based on a set of geological data, we have established that: (1) the lake oils underwent biodegradation to a variable degree: "Fresh" nondegraded paraffin oil floats up near Cape Gorevoi Utes; in the mouth of the Stvolovaya River and near Cape Tolsty, aromatic-naphthene oil lacks *n*-alkanes, monomethyl alkanes, and acyclic isoprenoids; (2) Cenozoic oil originated from the organic matter of fresh-water basins with significant amounts of higher land plant remains, including angiosperm plants (oleanane), which suggests the lake or delta genesis of oil source formations of Cretaceous and younger ages. Judging from the carbon isotope composition (average  $\delta^{13}\text{C} = -43.84\%$ ), methane from the bottom sediments near Cape Gorevoi Utes is catagenetic. The initial in-place resources in the Baikal sedimentary basins are estimated by the volumetric-statistical method at 500 mln tons of equivalent hydrocarbons.

*Oil, gas, biomarker hydrocarbons, biodegradation, resources, Lake Baikal*

ВВЕДЕНИЕ

Проявления нефти на восточном берегу Байкала были известны местному населению с древних времен. Как научная проблема нефтегазоносности озера и Байкальской рифтовой зоны впервые возникла в начале XVIII в., когда в 1833 г. в ходе экспедиции члена Петербургской академии наук И.Г. Гмелина были впервые описаны выходы нефти вдоль восточного берега оз. Байкал. Позднее эти нефтепроявления описывали И.Г. Георги (1772—1773 гг.), А.Л. Чекановский (1869—1871 гг.) и И.Д. Черский (1877—1880 гг.).

В начале XX в. поиски нефти на восточном берегу оз. Байкал проводились В.Д. Рязановым (1902—1903, 1908 гг.). В 1917—1918 гг. на проблему байкальской нефти обратил внимание К.П. Калицкий. В предвоенные годы поисками нефти на восточном берегу Байкала занимались Г.Ю. Верещагин, Г.Е. Рябухин, И.В. Высоцкий, С.П. Ситников, Л.С. Петров, Н.С. Шатский. В первые послевоенные годы изу-

чение нефтеносности Байкала и забайкальских впадин проводили Г.Е. Рябухин, Е.В. Кравченко, В.Г. Васильев, С.Г. Саркисян, А.И. Левин.

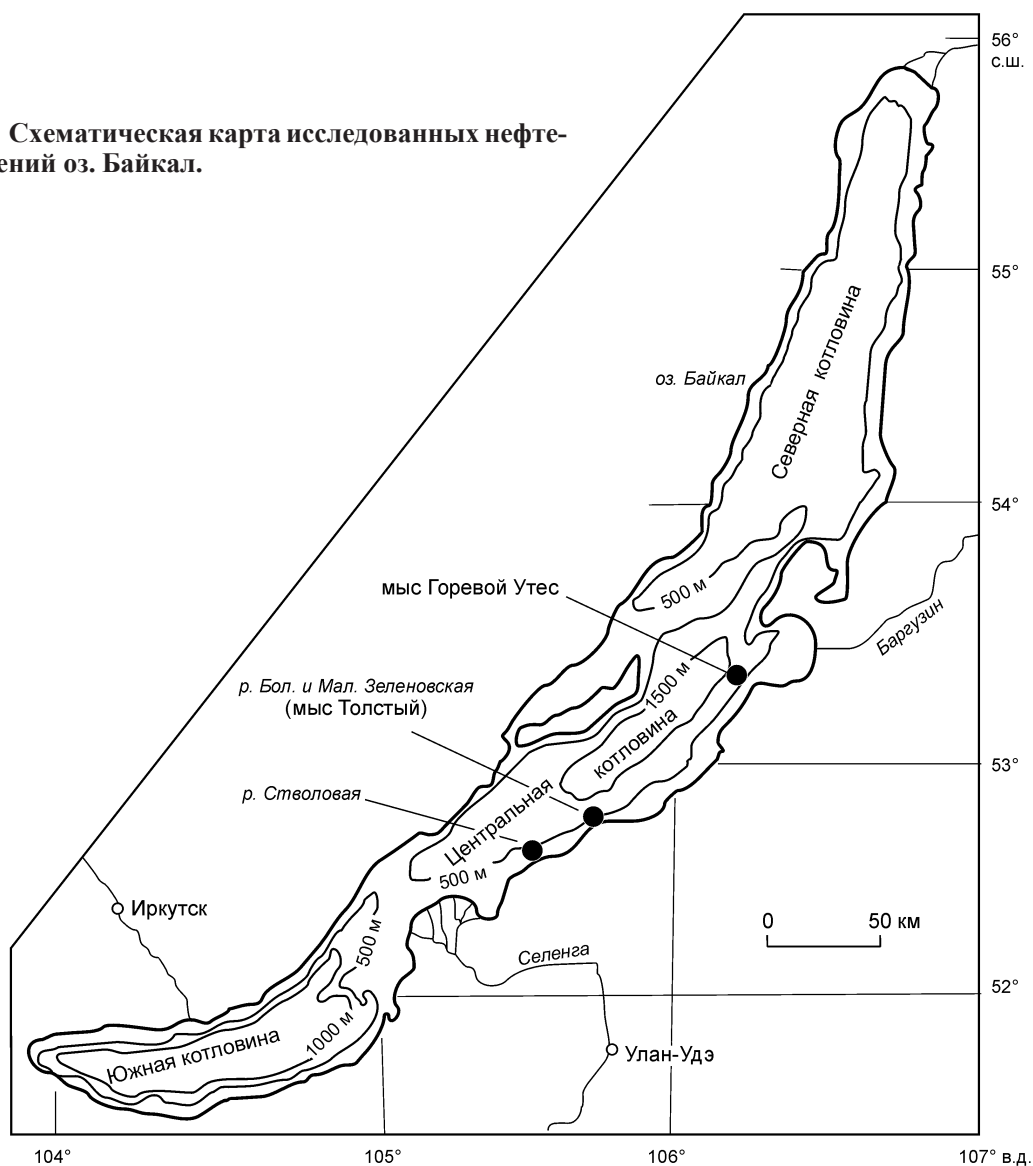
Крупномасштабная акция по поискам нефти и газа была осуществлена в начале 50-х годов прошлого столетия В.В. Самсоновым, Г.П. Пономаревой и др. В этот период на территории дельты Селенги были пробурены одна опорная и три глубоких структурно-поисковых скважины, нефтепроявлений в которых установить не удалось. Последовавшие позднее открытия на Сибирской платформе отвлекли внимание исследователей от проблемы байкальской нефти. Более подробно история исследований нефтегазосности Байкала изложена в работах [Самсонов, 1963; Конторович и др., 1989].

В октябре 2003 г. в Улан-Удэ состоялось совещание „Перспективы нефтеносности Байкала и Западного Забайкалья“, на котором А.Э. Конторович, В.И. Москвин и др. отметили, что в недрах байкальских впадин, несомненно, содержатся ресурсы углеводородов и осадочные бассейны в акватории оз. Байкал являются уникальной природной лабораторией современной генерации нефти и газа.

### ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ

В 80—90-е годы XX в. был выполнен значительный объем сейсмических исследований в акватории озера [Крылов и др., 1990, 1995; Селезнев, Стаканова, 1992; Хатчинсон и др., 1993]. Эти исследования показали, что в акватории Байкальской рифтовой зоны выделяются четыре самостоятельных осадочных бассейна, которые также отражаются и в рельефе дна озера (рис. 1). Три главных бассейна: Южный с суммарной толщиной осадочных пород до 7 км, Центральный с толщиной осадочных пород до 7.5 км и

Рис. 1. Схематическая карта исследованных нефтепроявлений оз. Байкал.



Северный с толщиной осадочных пород до 4.4 км. Четвертый бассейн, небольшой по площади, выполнен осадками дельты Селенги и имеет толщину осадочного выполнения до 7.5 км.

Сейсмостратиграфический анализ позволил расчленить осадочное выполнение этих бассейнов на три основные стратиграфические единицы — проторифтовый, среднерифтовый и современный рифтовый комплексы [Хатчинсон и др., 1993].

Наиболее мощным является проторифтовый комплекс. Его отложения датируются средним миоценом—ранним плиоценом и представлены тонкопелитовыми угленосными образованиями мелководных озер и болот. Внутри проторифтового комплекса отражения не фиксируются — он сейсмически прозрачен.

Современный рифтовый комплекс с характерными протяженными субпараллельными отражающими границами был сформирован в четвертичное время.

Для среднерифтовых отложений (ранний плиоцен—ранний плейстоцен) характерны протяженные отражающие границы, что указывает на слоистый характер среды, в которой ритмично чередуются песчано-алевритовые породы и глины, накапливавшиеся в глубоководном водоеме. Среднерифтовый комплекс нарушен большим количеством разломов, затухающих вверх по разрезу.

Изучение байкальской рифтовой зоны методом сейсмической томографии на преломленных волнах позволило установить, что кайнозойские отложения в осадочных бассейнах Байкала залегают на более древнем комплексе докайнозойских уплотненных осадочных пород. Судя по скоростям сейсмических волн, они представлены карбонатными породами и имеют толщину от 2 до 8 км.

Были попытки [Булгатов, 1999] интерпретировать эту часть разреза как рифейские и венд-палеозойские осадочные породы, слагающие поднадвиговые пластины. При повторном анализе накопившихся сейсмических материалов В.Д. Суворов и З.Р. Мишенькина [2003] высказали предположение о присутствии в Южной впадине отложений мезозоя и палеозоя.

Приведенные результаты интерпретации геолого-геофизических данных указывают на наличие комплекса благоприятных предпосылок нефтегазоносности кайнозойских осадочных бассейнов оз. Байкал. Слоистая структура среднерифтового комплекса позволяет предполагать наличие в его составе протяженных резервуаров нефти и газа с хорошими коллекторскими свойствами и региональных флюидоупоров. В качестве нефте- и газопроизводящих пород могли выступать глинистые породы проторифтового и среднерифтового комплексов. Установлено также, что в рифтовой зоне имеет место повышенный тепловой поток, значение которого варьирует от 58 до 116 мВт/м<sup>2</sup> и составляет в среднем 76 мВт/м<sup>2</sup> [Гольмшток и др., 1997]. Повышенный тепловой поток приводил к разогреву рифтовых осадочных образований и стимулировал интенсивную генерацию углеводородов.

Кайнозойские осадочные бассейны значительной мощности, как рассматриваемые здесь байкальские, практически всегда нефтегазоносны [Конторович и др., 1979]. Остается неясным, каков катагенез докайнозойских осадочных комплексов и сохранило ли к кайнозой органическое вещество в породах этих комплексов способность генерировать нефть и газ.

## ГЕОХИМИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ

Первые специальные химические исследования нефтей Байкала были проведены сотрудниками Института нефти АН СССР, опубликовавших в работе [Пуцилло, Миронов, 1958] сведения о компонентном и элементном составех нефти и ряде химических параметров.

В 1955 г. В.К. Шиманский со льда напротив устья рек Бол. и Мал. Зеленовская и д. Ключи-Стволовая собрал две пробы нефти, результаты их исследования были опубликованы позднее [Шиманский, 1960]. Интересно, что в этих пробах Б.В. Тимофеев обнаружил остатки спор, характеризующие так называемый трехчленный байкальский комплекс рифея.

На современном аналитическом уровне байкальские нефти были впервые изучены А.Э. Конторовичем, Д.М. Дроботом и Р.И. Пресновой [Конторович и др., 1989]. При этом впервые было установлено наличие в байкальской нефти в высоких концентрациях насыщенных реликтовых циклановых углеводородов, наследующих в значительной степени углеродный скелет и стереохимию от липидов живого вещества, т. е. имеющих заведомо биогенную природу. Одновременно было показано, что байкальская нефть подверглась биодеградации. А.Э. Конторович и его соавторы пришли к выводу, что источник исследованной нефти — органическое вещество кайнозойских осадочных пород.

По инициативе академика А.Э. Конторовича летом 1999 г. В.И. Москвиным и В.А. Хуторянским в 100 м от устья р. Стволовая были собраны пробы густой нефти, которые периодически поднимаются в виде мелких (диаметром 2—3 мм) шариков с глубины 10 м. Экспертно мощность источника нефти оценена в 0.1—0.3 т/год.

Летом 2004 г. в 1162 м от устья рек Бол. и Мал. Зеленовская (мыс Толстый) во время экспедиции на НИС «Г.Ю. Верещагин» с поверхности вод собрана нефть, также периодически (с пятиминутным интервалом) поднимающаяся более крупными шариками (диаметром 0.5—1 см) с глубин 200—280 м (рис. 2). Дальнейшие наблюдения показали, что на фоне этого периодического процесса иногда на поверхность





**Рис. 2. Нефтепроявления на водной поверхности в районе мыса Толстый.**

всплывают более крупные по размерам (несколько квадратных метров) скопления. Судя по площади единого радужного пятна, на поверхность воды в этом месте за год попадает более 2 т тяжелой нефти.

Результаты исследования ароматико-нафтенных нефтей, собранных в устье р. Стволовая и в устьях рек Бол. и Мал. Зеленевская, подтвердили, что в их составе преобладают углеводороды — 70.5 %, смолы составляют 22—23 %, асфальтены — 7—8 % [Конторович и др., 2005]. На хроматограммах нефтей наблюдается характерный „нафтенный горб“ и, что очень важно, отсутствие нормальных алканов, ациклических изопреноидов и монометилалканов, указывающее на воздействие процессов биodeградации [Jobson et al., 1979; Петров, 1984]. В составе стеранов нефтей в максимальных концентрациях (42—52 % на сумму стеранов  $C_{27}$ — $C_{29}$ ) находятся этил-холестаны. Среди терпанов гопаны существенно (79—81 %) преобладают над трициклическими хейлантанами. Роль трицикланов сравнительно невелика — 9—12 %. Концентрации трицикланов  $C_{20}$ ,  $C_{23}$ — $C_{26}$  примерно равны. Величина трицикланового индекса равна 0.66. Обращает на себя внимание обогащенность нефти тяжелым углеродом изотопного состава ( $\sigma^{13}C = -27.16 \dots -26.60 \text{ ‰}$ ). Значения биомаркерных показателей катагенеза соответствует градации  $MK_2$  и глубине погружения нефтепроизводящих отложений не менее чем на 3 км.

Летом 2005 и 2006 гг. в ходе экспедиционных работ на НИС «Г.Ю. Верещагин» исследовалось нефтепроявление у мыса Горевого Утес. Установлено, что в данном районе с глубин 860—900 м вместе с газом всплывают капли нефти. Исследуя их, А.Г. Горшков (ЛИН СО РАН, г. Иркутск) определил, что нефть малосернистая (0.1 %), в ней идентифицированы нормальные алканы  $C_9$ — $C_{29}$  с максимальным содержанием гомологов  $C_{15}$ — $C_{20}$ , нормальные алкилциклогексаны  $C_8$ — $C_{32}$ , с максимальными концентрациями  $C_{13}$ — $C_{15}$ . Величина соотношения пристан/фитан равна 6.7.

Обратим внимание на некоторые важные особенности этого нефтепроявления. Во-первых, в отличие от описанных ранее, здесь вследствие испарения легких фракций ощущается запах бензина. Во-вторых, в водной толще на глубинах 900—500 м присутствует газовая струя, оказывающая существенное влияние на режим нефтепроявления. В результате холодного „кипения“ на поверхности воды образуется пена из волосовидных кристаллов парафинов желтого цвета. Заметим, что еще в 1958 г. авторы работы [Пуцилло, Миронов, 1958] выдвинули гипотезу, согласно которой на Байкале должна быть найдена парафинистая нефть. Очень вероятно, что эта „пена“ достигает берегов и образует на суше скопления озокерита,

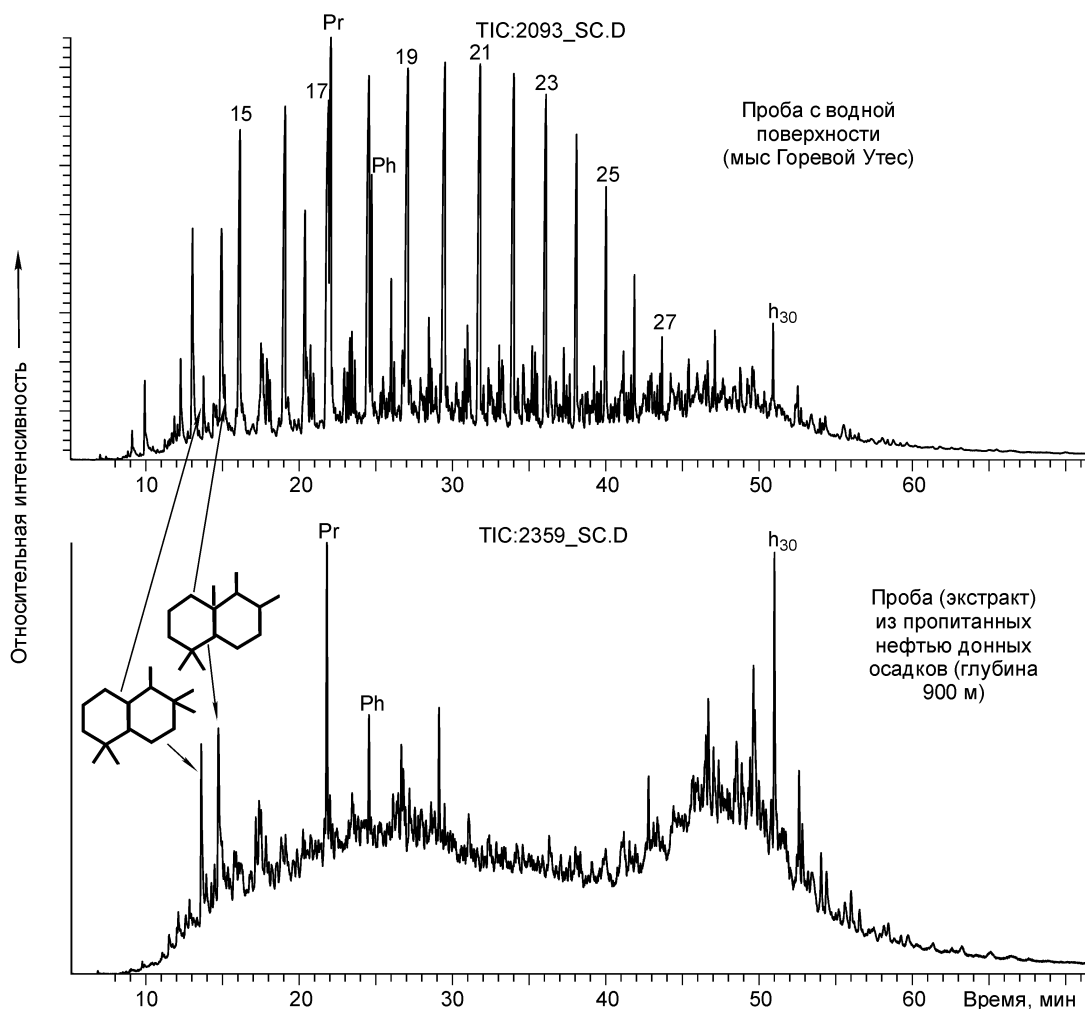
известного в научной литературе под названием байкерит. Кстати, в ранее цитированной работе [Конторович и др., 1989] указывалось, что изотопный состав углерода байкерита идентичен составу байкальской нефти  $\delta^{13}\text{C} = -27.4 \text{ ‰}$ .

Согласно предварительной оценке, мощность источника у мыса Горевой Утес более 3.6—4 т/год.

В 2006 г. опубликованы данные детальных исследований терпанов в пробах нефтей из трех вышеуказанных пунктов [Каширцев и др., 2006]. Здесь мы остановимся лишь на пробах нефти, отобранных с поверхности воды в районе мыса Горевой Утес, и экстрактах нефти из донных осадков в районе этого проявления (глубина 860—900 м).

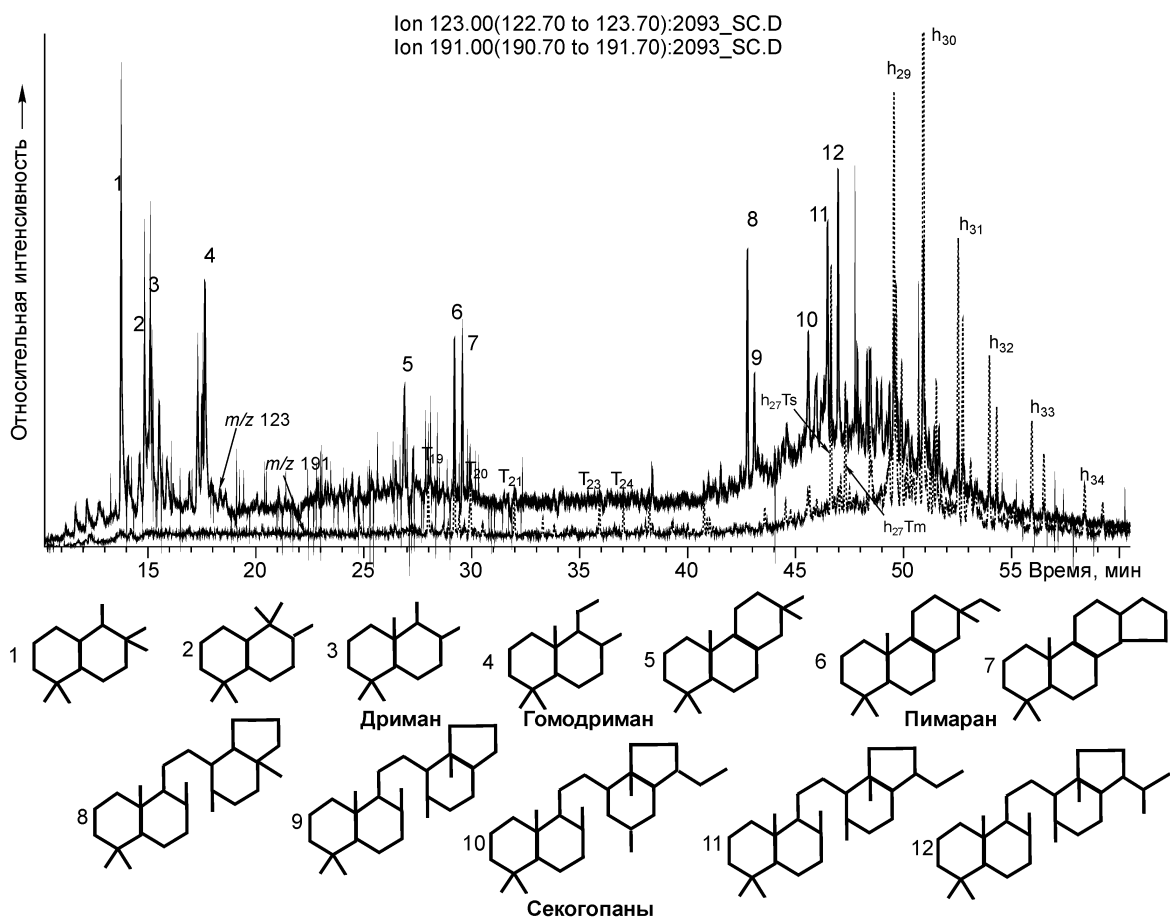
Масс-хроматограммы по общему ионному току показали весьма существенные различия в степени бактериальной деградации поверхностной и донной проб. Если первая может считаться не задетой бактериальным окислением, то в донной нормальные алканы отсутствуют полностью и на фоне „нафтеновых горбов“ наблюдаются достаточно высокие концентрации сесквитерпанов, изопренанов и гопанов. Это исследование показало, что байкальские нефти являются уникальными по целому комплексу молекул-биомаркеров [Каширцев и др., 2006]. Даже на хроматограммах ТИС в обеих пробах идентифицируются бициклические сесквитерпаны и гомологический ряд гопанов (рис. 3).

Сканирование по фрагментному иону  $m/z$  123 (на фоне  $m/z$  191) фракции насыщенных углеводородов „неизменной“ нефти позволяет идентифицировать целый набор сесквитерпанов ряда дримана и гомодримана, а также трициклические структуры норпимарана, пимарана (рис. 4). Большинство исследователей считают, что соединения с подобными структурами тесно связаны с терпенами высшей растительности, а два последних — с терпенами хвойных деревьев [Bendoraitis, 1974; Alexander et al., 1983].



**Рис. 3. Масс-хроматограммы по полному ионному току (ТИС) фракций насыщенных углеводородов нефтепроявлений в районе мыса Горевой Утес.**

Цифры — количество атомов углерода в нормальных алканах; Pr — пристан, Ph — фитан,  $h_{30}$  — гопан.



**Рис. 4.** Масс-фрагментограммы ( $m/z$  123 и  $m/z$  191) распределения молекул — биометок терпанового ряда (секвитерпанов, ди- и тритерпанов) во фракции насыщенных углеводородов нефти, отобранной с поверхности воды оз. Байкал в районе мыса Горевой Утес.

Цифрами обозначены пики структур, изображенных ниже фрагментограмм.

$T_{20}$ — $T_{24}$  — трициклические углеводороды гомологического ряда хейлантанов,  $h_{27}$ — $h_{34}$  — гопаны.

Трициклические углеводороды гомологического ряда хейлантанов (сканирование по  $m/z$  191) представлены незначительными концентрациями главным образом углеводородов  $C_{19}$  и  $C_{20}$ , что в целом характерно для нефтей „континентального“ происхождения [Waseda, Nishita, 1998; Конторович и др., 1999].

Среди тетрациклических биометок незначительная часть принадлежит стеранам и более значительная — секогопанам, углеводородам, обязанным своим происхождением липидам прокариотов. Подобные углеводороды достаточно редко встречаются в нефтях и ископаемом органическом веществе. Они отличаются от широко распространенных регулярных гопанов лишь разрывом кольца С в положении С-8—С-14 и, по всей вероятности, связаны со специфическими бактериальными культурами.

Гопаны представлены полным рядом регулярных структур от  $C_{27}$  до  $C_{35}$  (рис. 5). Последние два гомогопана (*S* и *R*) присутствуют в виде следов, что также свидетельствует о формировании исходного для нефтей органического вещества в пресноводных условиях с окислительной обстановкой в диагенезе [Peters, Moldowan, 1993; Waseda, Nishita, 1998].

Сканирование по фрагментному иону  $m/z$  191 и „массовому“ иону  $m/z$  412 показало, что в составе тритерпанов, наряду с собственно гопаном и моретаном, может быть идентифицировано еще четыре пятикольчатых структуры с числом атомов углерода  $C_{30}$ . Одна из них по времени удерживания может быть однозначно определена как олеанан, другая, элюирующаяся непосредственно за адриантаном, с фрагментом  $m/z$  369 — как диагопан.

Наличие олеанана в байкальских нефтях однозначно свидетельствует об участии в их образовании остатков высших ангиоспермовых растений и, как правило, указывает на озерно-дельтовое происхождение нефтематеринских свит мелового и более позднего возраста [Riva et al., 1988; Peters, Moldowan, 1993].

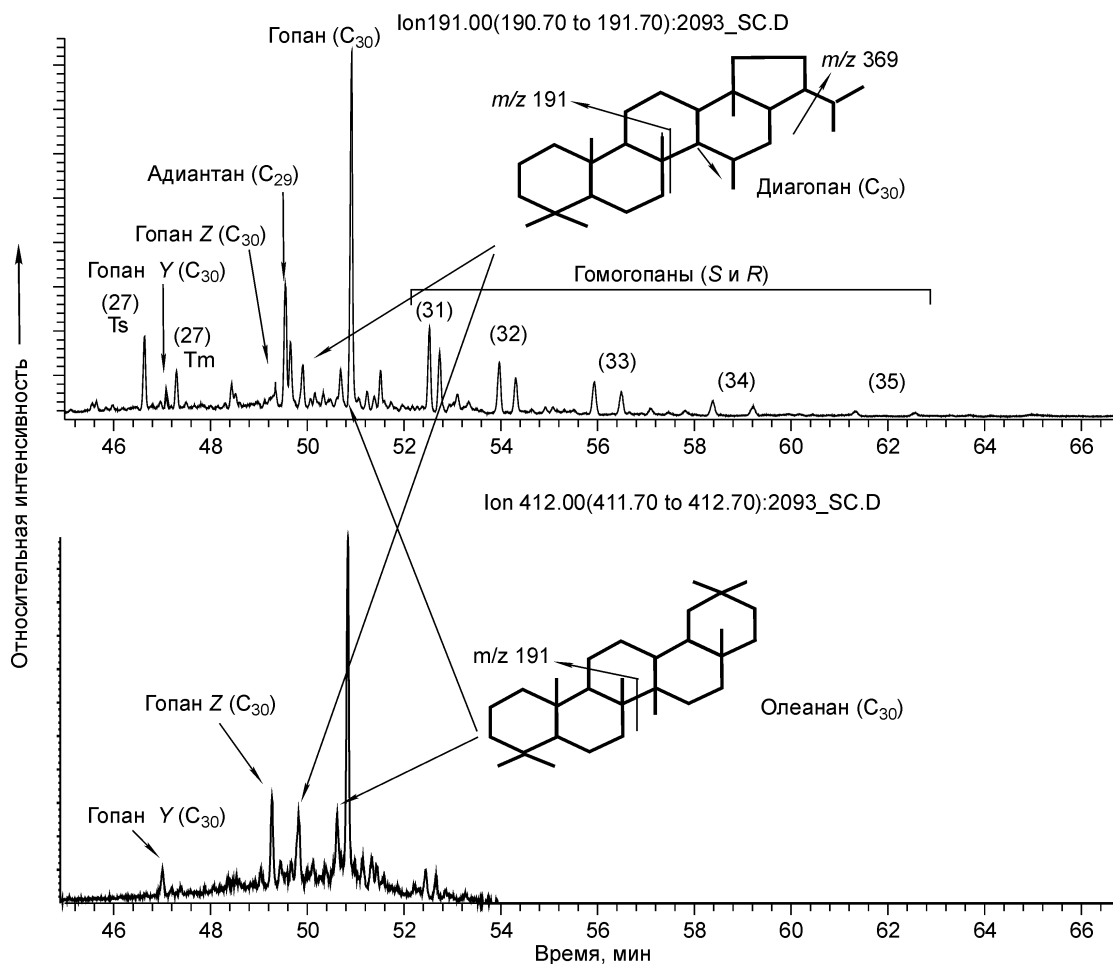


Рис. 5. Масс-фрагментогаммы ( $m/z$  191,  $m/z$  412) распределения гопановых углеводородов и олеанана в поверхностной пробе нефти (мыс Горевой Утес).

Все авторы, идентифицировавшие диагопан в нефтях из различных бассейнов, отмечают, что этот биомаркер связан с исходным органическим веществом терригенных, часто угленосных отложений и отвечает окислительным условиям их преобразования в диагенезе [Philp, Gilbert, 1986; Peters, Moldowan, 1993].

Два других гопана обозначены нами как неизвестные Y-C<sub>30</sub> и Z-C<sub>30</sub>. Первый из них элюируется между гопанами C<sub>27</sub> (Ts и Tm), второй — непосредственно перед адиантаном. К сожалению, одних масс-спектрометрических данных недостаточно для точной расшифровки структур обнаруженных гопаноидов.

Достаточно интенсивные пики  $\beta$ -каротана были установлены в биодеградированных нефтях проявлений напротив устьев рек Бол. и Мал. Зеленовская и Стволовая. В поверхностных и донных нефтепроявлениях мыса Горевой Утес концентрации  $\beta$ -каротана незначительны и идентифицируются лишь на масс-фрагментогаммах  $m/z$  125. Каратиноиды, включающие высоконасыщенные органические компоненты, встречаются во многих организмах и растениях, а их насыщенные аналоги нередко отмечаются в нефтях и природных битумах. Напомним, высокие концентрации  $\beta$ -каротана были установлены в озерных сланцах формации Грин-Ривер (Юта, США) [Anders, Robinson, 1971].

Природное нефтепроявление — система динамическая, развивающаяся во времени. Для байкальских нефтепроявлений особое значение имеют процессы, происходящие с нефтью на дне, в водной толще и на ее поверхности. В таблице приведены данные по групповому составу нефтей мыса Горевой Утес из донных осадков, с поверхности воды и из пены. Как видно из приведенных данных, в экстрактах нефти из донных осадков (среднее значение по 2 пробам) по сравнению с нефтью, собранной с поверхности воды в 2006 г., содержится больше смол (на 8.5 %) и ароматических углеводородов (на 7.8 %). Вследствие поглощения смол и ароматических УВ в процессе миграции нефти через 900-метровую толщу воды в составе ее на 15.7 % увеличилось количество насыщенных УВ. Величина отношения насыщенные УВ/ароматические УВ в донных осадках в среднем составляет 1.17, а в нефти с поверхности — 2.12. Еще более разительные



**Групповой состав нефти (%) у мыса Горевой Утес**

Место (время) отбора	Углеводороды			Смолы			Асфальтеновые			Насыщенные/ароматические	Смол/Сасфальтеновых компонентов	Углеводородный состав, %	
	насыщенные	ароматические	сумма	бензольные	спиртобензольные	сумма	асфальтены	асфальтеновые кислоты	сумма			насыщенные	ароматические
Пленка на воде (июль, 2005)	65.00	21.64	86.64	6.86	5.36	12.22	0.78	0.36	1.14	3.00	10.72	75.02	24.98
Пена (июль, 2006)	54.90	21.98	76.88	7.52	9.50	17.02	4.00	2.10	6.10	2.50	2.79	71.41	28.59
Пленка на воде (июль, 2006)	56.05	26.49	82.54	7.33	7.16	14.49	1.62	1.35	2.97	2.12	4.88	67.91	32.09
Донный осадок, глубина 860 м (июль, 2006)	41.41	34.73	76.14	9.27	12.31	21.58	—	—	2.28	1.19	9.46	54.39	45.61
»	39.28	34.12	73.40	9.76	14.81	24.57	—	—	2.03	1.15	12.10	53.51	46.49

Примечание. Анализы выполнены Н.В. Моисеевой и Н.Т. Юдиной (ИНГТ СО РАН, г. Новосибирск).

отличия этих параметров при сравнении с пробой нефти 2005 г. Концентрация смол в битумоиде донных осадков на 10.8% больше, чем в нефти, а ароматических УВ — на 12 %. Благодаря остаточному накоплению содержание насыщенных УВ возросло на 24.7%(!), а величина отношения насыщенные УВ/ароматические УВ увеличилась до 3.

В поверхностном слое при холодном „кипении“ в районе нефтепроявления образуется пена. В этой пене по сравнению с исходной нефтью на 8 % уменьшается общее количество углеводородов (при неизменной величине отношения насыщенные УВ/ароматические УВ).

Данные сейсмоки (наличие отражающей границы BSR) указывают на широкое развитие гидратов в донных осадках Байкала [Хатчинсон и др., 1993]. Впервые газовые гидраты были обнаружены в Южной котловине озера [Кузьмин и др., 1998]. Изотопный состав углерода (ИСУ) метана гидратов ( $\delta^{13}\text{C} = -57.6 \dots -68.2 \text{‰}$ ), по мнению авторов указанной статьи, свидетельствует о биогенной его природе. Метан гидратов с более тяжелым ИСУ ( $\delta^{13}\text{C} = -44.31 \dots -44.53 \text{‰}$ ) и, следовательно, имеющий уже иной генезис — термогенный (катагенетический) установлен нами в донных осадках у мыса Горевой Утес в 2006 г.

В дельте Селенги и в пропаринах близлежащей части озера изучен состав свободных, растворенных газов и газов донных отложений [Исаев и др., 2002]. Доминирующим их компонентом является метан. Главным источником газа в байкальских осадочных бассейнах являются проторифтовый и среднерифтовый миоцен-плиоценовые комплексы. Нередко утверждают, что метан в газопроявлениях на Байкале имеет глубинный, мантийный источник. При исследовании изотопного состава углерода метана в районе балки Стволовая, в районе залива Провал и в скважине, пробуренной в районе д. Сухая (глубина 170 м), установлено [Алексеев и др., 1979], что он меняется от  $-53.5$  до  $-63.9 \text{‰}$ . Лишь в одной пробе газа значение  $\delta^{13}\text{C}$  составило  $-41.0 \text{‰}$ . По данным работы [Калмычков и др., 2006], в составе газа донных осадков района мыса Горевой Утес преобладает метан. Величина отношения  $\text{C}_1/\text{C}_{2+}$  в осадке на глубине 35 см равна 110, что свидетельствует о присутствии в составе смеси газов термогенного происхождения. Значение  $\delta^{13}\text{C}$  метана изменяется от  $-44.2$  до  $-43.7 \text{‰}$ . Данные по изотопному составу углерода метана этого района указывают, что он образовался на глубинах порядка 2—3 км, т. е. в главной зоне нефтеобразования.

### ГЕНЕЗИС И РЕСУРСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ БАЙКАЛА

К настоящему времени имеется несколько гипотез о генезисе байкальской нефти. В предвоенные годы В.А. Успенский, А.И. Горская, С.П. Ситников считали, что источником байкальской нефти были морские толщи кембрия в поднадвиговой зоне восточной части озера. Группа исследователей (С.М. Замараев, М.М. Мандельбаум, Е.В. Павловский, Б.В. Тимофеев) предполагали докембрийский возраст нефтепроизводящих толщ. Многие исследователи связывали образование нефти с пресноводными меловыми (Е.А. Пресняков, Е.В. Кравченко) или кайнозойскими (В.А. Обручев, В.В. Самсонов, Г.П. Пономарева, А.Э. Конторович, Г.Е. Рябухин, А.Г. Полозов и др.) отложениями. Наконец, Н.А. Кудрявцев, А.Н. Терещенко, В.В. Ламакин и в одной из последних работ Г.Е. Рябухин обосновывали абиогенный, мантийный синтез нефти.

Совокупность приведенных нами данных позволяет утверждать, что источником байкальской нефти является органическое вещество, захоронявшееся в пресноводных водоемах. В нем наряду с остатками



живого вещества озерных организмов значительную роль играло органическое вещество, источником которого были заносимые в водоем остатки высшей наземной растительности. Возраст нефтематеринских отложений не может быть древнее времени появления на суше ангиоспермовых растений, т. е. мелового периода. Все вышперечисленное существенно отличает байкальские нефти от верхнепротерозойских и кембрийских нефтей Сибирской платформы [Конторович, Стасова, 1978], в том числе молодые озерные нефти отличаются меньшей концентрацией этил-холестанов, низкой концентрацией трицикланов и сравнительно тяжелым изотопным составом углерода в отличие от древних нефтей, где  $\delta^{13}\text{C}$  лежит в интервале от  $-32$  до  $-35$  ‰.

Для кайнозойских осадочных бассейнов имеет место стохастическая зависимость между начальными геологическими ресурсами углеводородов ( $Q$ , млн т) бассейна и  $V_{\text{эф}}$ . Под эффективным мы понимаем объем осадочного выполнения бассейнов без верхних комплексов пород толщиной 2.6 км, не достигших главной зоны нефтеобразования. Зависимость имеет вид  $\ln Q = 4.60 + 0.69 \ln V_{\text{эф}}$ .

Согласно оценке, суммарный объем осадочного выполнения байкальских бассейнов равен 75 тыс. км<sup>3</sup>, эффективный — 15 тыс. км<sup>3</sup>. С доверительной вероятностью 0.75 можно утверждать, что начальные геологические ресурсы УУВ в осадочных бассейнах акватории Байкала находятся в интервале от 250 до 2100 млн т УУВ, наиболее вероятное значение 500 млн т [Конторович и др., 2003]

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Итак, вся совокупность изложенных геохимических данных дает основание утверждать, что источником байкальских нефтей являлось органическое вещество пресноводных водоемов. В нем, наряду с остатками живого вещества озерных организмов, значительную роль играли заносимые с суши остатки высшей наземной растительности. Возраст нефтематеринских отложений, судя по наличию в нефтях олеанана, не может быть древнее меловой эпохи, т. е. времени появления на суше ангиоспермовых растений. По разнообразному набору молекул-хемофоссилий (сесквитерпаны, стераны, секогопаны, новые структуры гопанов, олеанан, каротаны и т. п.) байкальские нефти могут считаться уникальными. Эта уникальность нефти обусловлена ее молодым возрастом и специфичностью исходного ОВ, представляющего смесь компонентов озерного и наземного происхождения.

Авторы исследовали три нефтепроявления, находящихся в зоне гипергенеза в разных фазах своего развития. Если нефть у мыса Горевой Утес может рассматриваться как неизменная, то в нефтях у мыса Толстый и устья пади Ключи — Стволовая вследствие биодеградации произошло снижение количества алкановых УВ и остаточное накопление терпанов. По составу исходная алкановая парафинистая нефть трансформировалась в ароматико-нафтеновую. В начальную фазу гипергенеза при миграции нефти через водную толщу поглощаются смолистые вещества и ароматические углеводороды. На поверхности воды испаряются легкие фракции УВ и образуется пена, состав которой отличается от исходной парафинистой нефти большим количеством смол и асфальтенов. На следующих стадиях гипергенеза нормальные и разветвленные алканы (в том числе изопреноиды) практически полностью уничтожаются бактериями. При дальнейшем окислении ароматико-нафтеновой нефти образуются асфальты.

Выбросы нефти в истории Байкала случались неоднократно, свидетельством чего являются скопления байкерита и твердых битумов. Как ни парадоксально, но вследствие геологических процессов нефть и продукты ее преобразования стали постоянными компонентами экосистемы восточного побережья Центральной котловины озера.

Месторождения углеводородов в осадочных бассейнах оз. Байкал и в дельтовых осадках р. Селенга могут быть найдены. Однако это потребует значительных инвестиций в нефтепоисковые работы. Ущерб же от загрязнения Байкала при проведении поисковых, разведочных и эксплуатационных работ в акватории озера или в непосредственной близости от него может быть огромен и невосполним.

### ЛИТЕРАТУРА

**Алексеев Ф.А., Лебедев Вал.С., Лебедев В.С.** Генетическая природа углеводородов юго-восточного побережья Байкала // Геология нефти и газа, 1979, № 4, с. 49—53.

**Булгатов А.Н.** Вероятная тектоническая природа докайнозойского осадочного комплекса южной котловины оз. Байкал // Геология и геофизика, 1999, т. 40 (10), с. 1511—1512.

**Гольмшток А.Я., Дучков А.Д., Хатчинсон Д.Р., Ханукаев С.Б., Ельников А.И.** Оценка теплового потока на озере Байкал по сейсмическим данным о нижней границе слоя газогидратов // Геология и геофизика, 1997, т. 38 (10), с. 1677—1691.

**Исаев В.П., Коновалова Н.Г., Михеев П.В.** Природные газы Байкала // Геология и геофизика, 2002, т. 43 (7), с. 638—643.

**Калмычков Г.В., Егоров А.В., Кузьмин М.И., Хлыстов О.М.** Генетические типы метана озера Байкал // Докл. РАН, 2006, т. 411, № 5, с. 672—675.

**Каширцев В.А., Конторович А.Э., Москвин В.И., Данилова В.П., Меленевский В.Н.** Терпаны нефтей озера Байкал // Нефтехимия, 2006, т. 46, № 4, с. 243—250

**Конторович А.Э., Стасова О.Ф.** Типы нефтей в осадочной оболочке Земли // Геология и геофизика, 1978 (8), с. 3—13.

**Конторович А.Э., Моделевский М.С., Трофимук А.А.** Принципы классификации седиментационных бассейнов в связи с их нефтегазоносностью // Геология и геофизика, 1979 (2), с. 3—11.

**Конторович А.Э., Дробот Д.И., Преснова Р.Н.** Геохимия нафтидов и проблема генезиса байкальской нефти // Сов. геология, 1989, № 2, с. 21—29.

**Конторович А.Э., Бахтуров С.Ф., Башарин А.К., Беляев С.Ю., Бурштейн Л.М., Конторович А.А., Кринин В.А., Ларичев А.И., Ли Году, Меленевский В.Н., Тимошина И.Д., Фрадкин Г.С., Хоменко А.В.** Разновозрастные очаги нафтидообразования и нафтидонакопления на Северо-Азиатском кратоне // Геология и геофизика, 1999, т. 40 (11), с. 1676—1693.

**Конторович А.Э., Москвин В.И., Бурштейн Л.М., Данилова В.П.** Проблема нефтегазоносности озера Байкал и Усть-Селенгинской впадины // Перспективы нефтегазоносности Байкала и Западного Забайкалья. Улан-Удэ, Изд-во БНЦ СО РАН, 2003, с. 84—89.

**Конторович А.Э., Москвин В.И., Данилова В.П., Иванова Е.Н., Костырева Е.А.** Генезис байкальской нефти // Четвертая Верещагинская байкальская конференция. Иркутск, Изд-во Ин-та географии СО РАН, 2005, с. 101—102.

**Крылов С.В., Мандельбаум М.М., Селезнев В.С., Соловьев В.М., Елинов В.Д.** Детальные глубинные сейсмические исследования в Верхнеангарском районе Байкальской рифтовой зоны // Геология и геофизика, 1990 (7), с. 17—27.

**Крылов С.В., Селезнев В.С., Соловьев В.М., Петрик Г.В., Шелудько И.Ф.** Изучение Байкальской рифтовой впадины методом сейсмической томографии на преломленных волнах // Докл. РАН, 1995, т. 345, № 5, с. 674—677.

**Кузьмин М.И., Калмычков Г.В., Гелетий В.Ф., Гнилуша В.А., Горегляд А.В., Хахаев Б.Н., Певзнер Л.А., Каваи Т., Йошида Н., Дучков А.Д., Пономарчук В.А., Конторович А.Э., Бажин Н.М.** Первая находка газогидрата в осадочной толще озера Байкал // Докл. РАН, 1998, т. 362, № 4, с. 541—543.

**Петров Ал.А.** Углеводороды нефти. М., Наука, 1984, 264 с.

**Пуцилло В.Г., Миронов С.И.** Нефти, битумы и битуминозные породы района оз. Байкал // Нефти и битумы Сибири. М., Изд-во АН СССР, 1958, с. 7—53.

**Самсонов В.В.** Происхождение байкальской нефти и проблемы нефтегазоносности Бурятии // Проблемы сибирской нефти. Новосибирск, Изд-во СО АН СССР, 1963, с. 127—150.

**Селезнев В.С., Стаканова Н.С.** Изучение осадочного чехла преломленными сейсмическими волнами на акватории оз. Байкал // Геология и геофизика, 1992 (6), с. 109—113.

**Суворов В.Д., Мишенькина З.Р.** Строение осадочных отложений под Южной котловиной оз. Байкал по результатам переинтерпретации данных КМПВ // Перспективы нефтегазоносности Байкала и Западного Забайкалья. Улан-Удэ, Изд-во БНЦ СО РАН, 2003, с. 106—108.

**Федоров Ю.А., Никоноров А.М., Тамбиева Н.С.** Первые данные о распределении содержания биогенного метана в воде и донных осадках озера Байкал // Докл. РАН, 1997, т. 353, № 3, с. 394—397.

**Хатчинсон Д.Р., Гольмшток А.Ю., Зоненшайн Л.П., Мур Т.К., Шольц К.А., Клитгорд К.Д.** Особенности строения осадочной толщи оз. Байкал по результатам многоканальной сейсмической съемки (1989 г.) // Геология и геофизика, 1993, т. 34 (10—11), с. 25—36.

**Шиманский В.К.** Байкальская нефть // Геохимический сборник, № 6. Л., Гостоптехиздат, 1960, с. 75—84. (Тр. ВНИГРИ, вып. 155).

**Alexander R., Kagi R., Noble R.** Identification of the bicyclic sesquiterpenes drimane and eudesmane in petroleum // J. Chem. Soc., Chem. Communications, 1983, p. 226—228.

**Anders D.E., Robinson W.E.** Cycloalkane constituents of the bitumen from Green River Shale // Geochim. Cosmochim. Acta, 1971, v. 35, p. 661—678.

**Bendoraitis J.G.** Hydrocarbons of biogenic origin in petroleum — aromatic triterpenes and bicyclic sesquiterpenes // Advances in organic geochemistry 1973 / Eds B. Tissot, F. Biennet. Paris, Editions Technip, 1974, p. 209—224.

**Jobson A.M., Cook F.D., Westlake D.W.S.** Interaction of aerobic and anaerobic bacteria in petroleum biodegradation // Chem. Geol., 1979, v. 24, p. 355—365.

**Peters K.E., Moldowan J.M.** The biomarker guide. Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, 1993, 363 p.

**Philp R.P., Gilbert T.D.** Biomarker distribution in Australian oils predominantly derived from terrigenous source material // Advances in organic geochemistry 1985 / Eds D. Leythausen, J. Rullkötter. Pergamon Press, London, 1986, p. 73—84.

**Riva A., Caccialanza P.G., Quagliaroli F.** Recognition of  $18\beta$ (H)-oleanane in several crudes and Tertiary-Upper Cretaceous sediments. Definition of a new maturity parameter // *Org. Geochem.*, 1988, v. 13, p. 671—675.

**Waseda A., Nishita H.** Geochemical characteristics of terrigenous- and marine-sourced oils in Hokkaido, Japan // *Org. Geochem.*, 1998, v. 28, p. 27—41.

*Рекомендована к печати 12 апреля 2007 г.  
Н.В. Сенниковым*

*Поступила в редакцию  
16 февраля 2007 г.*