

УДК 553.98

Г.Н. Гордадзе¹, М.В. Гируц², А.А. Юсупова³, Е.В. Козлова⁴, О.В. Постникова⁵

К ВОПРОСУ О НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ТОЛЩАХ (НЕКОТОРЫЕ СОВРЕМЕННЫЕ АСПЕКТЫ ОСАДОЧНО-МИГРАЦИОННОЙ ТЕОРИИ НАФТИДОГЕНЕЗА)

ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина», 119991, Москва, Ленинский проспект, д. 65, корп. 1

Автономная некоммерческая образовательная организация высшего образования «Сколковский институт науки и технологий», 121205, Москва, Большой бульвар, 30, стр. 1

National University of Oil and Gas «Gubkin University», 119991, Moscow, Leninsky Prospekt 65

Skolkovo Institute of Science and Technology, 121205, Moscow, Bolshoy Boulevard, 30, bld. 1

На основании исследования закономерностей распределения углеводородов-био-маркеров на молекулярном уровне в рассеянном органическом веществе (ОВ) пород, нефтях и продуктах термолитиза керогена показано наличие природных процессов, не соответствующих общепринятым позициям осадочно-миграционной теории нафтидогенеза.

Представлены конкретные примеры генерации нефти (концентрированного органического вещества) непосредственно в коллекторе, т.е. редуцированная схема нафтидогенеза, исключающая процесс миграции. Вместе с тем эти примеры не исключают эмиграцию органического вещества из нефтематеринских толщ, а являются исключением, подтверждающим общее правило. Показано, что необходимо изучение органического вещества органического углерода (C_{org}), хлороформенного битумоида (ХБ«А»), пиролиз «Rock-Eval» и т.д., с обязательным подкреплением выводов данными детального исследования углеводородного состава на молекулярном уровне.

Ключевые слова: происхождение нефти, теория нафтидогенеза, углеводороды-био-маркеры, рассеянное органическое вещество, концентрированное органическое вещество, нефтематеринские толщ, коллектор, кероген, прокариоты.

Natural processes contradictive to the common organic (sedimentary and migrational) theory of oil formation were concluded to take place based on the study of the hydrocarbons-biomarkers distribution regularities at the molecular level in the dispersed organic matter of rocks, petroleum and kerogen thermolysis products.

Here specific examples of the generation of oil (concentrated organic matter) directly in the reservoir, i.e. reduced scheme of naphthidogenesis, excluding the process of migration were presented. At the same time, these examples do not exclude the migration of organic matter from the «oil source strata», but are an exception that confirms the general rule. It was shown that the study of organic matter, organic carbon (TOC), chloroform-soluble bitumen, pyrolysis «Rock-Eval», etc., necessarily supporting the conclusions with data from a detailed study of the hydrocarbon composition at the molecular level.

Key words: origin of petroleum, theory of oil formation, hydrocarbon-biomarkers, dispersed organic matter, concentrated organic matter, oil source rock, reservoir rock, kerogen, prokaryotes.

Введение. Для успешных поисков нефтяных месторождений необходимо знать не только то, где нефть образуется, как мигрирует в недрах и формирует залежи, но и как изменяется ее углеводородный состав на молекулярном уровне при этих перемещениях и на какой стадии в настоящий момент находится нефтяная система.

Нефтегазообразование (нафтидогенез) — сложная совокупность процессов, протекающих в

земной коре в масштабе геологического времени. Мы не можем наблюдать эти процессы, но можем фиксировать результаты их протекания [Баженова, 2017; Конторович, 2004; Матвеева и др., 1998].

В соответствии с осадочно-миграционной теорией нафтидогенеза нефть формируется в осадочных породах в процессе преобразования фоссилизированного органического вещества (рассеянного органического вещества, РОВ) в

¹ РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, факультет химической технологии и экологии, кафедра органической химии и химии нефти, профессор; e-mail: gordadze@rambler.ru

² РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, факультет научно-педагогических кадров и кадров высшей квалификации, декан; e-mail: moxixh@yahoo.com

³ РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, факультет химической технологии и экологии, кафедра органической химии и химии нефти, аспирант; e-mail: agayanova@mail.ru

⁴ Сколковский институт науки и технологий, Центр добычи углеводородов, ст. науч. с.; e-mail: e.kozlova@skoltech.ru

⁵ РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, факультет геологии и геофизики нефти и газа, декан; e-mail: olgapostnikova@yandex.ru

углеводороды (микронефть) и далее мигрирует в проницаемые коллекторские горизонты. При этом для оценки нефтематеринских свойств пород (нефтематеринских толщ, НМТ) по осадочному разрезу используется унифицированная схема исследования РОВ, которая включает оценку его количества, качества и степени зрелости путем определения органического углерода ($C_{\text{орг}}$), количества хлороформенного битумоида (ХБ«А»), отражательной способности витринита (R_o) и т.д. Для оценки материнских свойств пород успешно используется пиролитический метод Rock-Eval; затем на молекулярном уровне изучается углеводородный (УВ) состав методами газожидкостной хроматографии (ГЖХ), хромато-масс-спектрометрии (ХМС), высокоэффективной жидкостной хроматографии (ВЭЖХ) и т.д., приборная база которых непрерывно совершенствуется.

Нефтематеринскими породами считаются те отложения, которые содержат большое количество углеводородных компонентов (высокие значения $C_{\text{орг}}$, S2 и водородного индекса (HI) по данным пиролиза Rock-Eval) и находятся на стадии главной зоны нефтеобразования (согласно данным отражательной способности витринита (R_o) и T_{max} (Rock-Eval)). Новообразованные углеводороды (или микронефть по определению Н.Б. Вассоевича) в результате миграции и аккумуляции формируют нефтяную залежь, происходит концентрация ОВ [Вассоевич, 1986] (т.е. в залежи мы имеем уже концентрированное органическое вещество — КОВ нефти, или КОВ_н). Отметим и то, что для образования нефти далеко не всегда ОВ породы должно достичь «нефтяного окна», так как известно, что в природе иногда встречаются незрелые и слабозрелые нефти [Bazhenova, Arefiev, 1990; Петров, 1988].

Путем сопоставлений на молекулярном уровне установлено генетическое родство в системах нефтематеринская толща (НМТ)—нефть и нефть—нефть [Гусева и др., 1995]. Биологические маркеры — также доказательство несомненного участия живого вещества в образовании скоплений углеводородов (УВ) в недрах. Множество бактериальных остатков указывает на то, что предшественниками УВ нефтей и конденсатов были не только эукариоты (грибы, растения и животные), но и различные классы прокариот [Гордадзе и др., 2018, 2018а; Юсупова и др., 2020].

Однако, несмотря на то, что осадочно-миграционная теория образования нефти планомерно развивается [Вассоевич и др., 1975; Конторович, 1988, 2004; Соколов и др., 1999; Соколов, 2001; Соболева, 2003; Соболева, Гусева, 2010; Ступакова, 2015], последние данные, полученные при помощи современных методов изучения углеводородного состава ОВ пород и нефтей на молекулярном уровне, с одной стороны, подтвердили многие аспекты первичных постулатов, а с другой — выявили

несоответствия, которые противоречат общепринятым позициям осадочно-миграционной теории нафтидогенеза [Гордадзе, Арефьев, 2002].

К таким несоответствиям можно отнести следующие:

1) часто встречаются образцы нефтематеринских пород, где **степень преобразованности ОВ одновозрастных толщ по вышеперечисленным параметрам различается не только для образцов пород, находящихся в нескольких сантиметрах один от другого, но и в одном и том же образце породы** [Гордадзе, 2002];

2) **стерановые и терпановые коэффициенты зрелости нефтей, как правило, выше таковых из экстрактов материнского ОВ;**

3) известно, что нефтяные углеводороды образуются из керогена (нерастворимого ОВ породы) путем термического крекинга. Вместе с тем при изучении закономерностей распределения углеводородов-биомаркеров в растворимой части и в продуктах термолиза керогена пород, богатых ОВ (например, ОВ пород баженовской свиты Салымского месторождения Западной Сибири, где содержание органического углерода варьирует в диапазоне 10–15 вес.% [Козлова и др., 2015; Лопатин и др., 1999; Соболева, 2017]), показано, что **в образовании нефти принимал участие не весь разрез, а лишь те интервалы, которые расположены близко к нефти** [Гордадзе, Матвеева, 1995; Гордадзе, Зонн, 1988; Гордадзе, 2002, 2015]. Далее будет показано, что кероген находится не только в нефтематеринской толще, но и в самом коллекторе [Гордадзе и др., 2018, 2018а, б; Юсупова и др., 2020; Пошибаева и др., 2019];

4) необходимо отметить и то, что практически **невозможно количественно оценить образование крупных и гигантских месторождений нефти и газа** за счет рассеянного в окружающих породах ОВ, что также отмечал Н.Б. Вассоевич (1986), когда критиковал подсчеты В.А. Успенского [Петров, 1988];

5) методом пиролиза Rock-Eval определяются потенциальные и производящие НМТ. Однако неясно, **сколько времени необходимо для того, чтобы «потенциальные» НМТ превратились в нефтепроизводящие и сколько нефти эмигрировало из них к настоящему времени. Также неясно, какие признаки позволят нам судить об остатке ОВ в производящих НМТ.** Следуя этой логике, можно заключить, что если порода выдала нефть, то $C_{\text{орг}}$ должно быть не максимальным, а минимальным, поскольку большая часть $C_{\text{орг}}$ представлена органическим углеродом керогена, превращающегося в углеводороды в ходе катагенетической истории. При таких измерениях обязательной должна быть оценка исходного количества ОВ;

6) малопонятными остаются **механизмы выхода нефтяных УВ из нефтематеринских пород, будь то «классические» глинистые толщи или нетрадиционные «нефтяные сланцы».**

В осадочно-миграционной теории изначально рассматривалось большое число возможных способов миграции, но на сегодняшний день подтвержденными остаются только два способа: миграция в водорастворенном состоянии и в форме свободной УВ фазы. В силу того, что нефтяные УВ практически не растворяются в воде, был сделан вывод, что УВ мигрируют отдельно от воды [Munn et al., 1997]. Б. Тиссо считал, что на больших глубинах миграция УВ осуществляется преимущественно в газовой фазе [Тиссо, Вельте, 1981]. О. Баталин полагает, что конденсационный механизм образования углеводородных месторождений дает естественное объяснение нерешенных вопросов геологии, важных для бассейнового моделирования и поиска залежей. Он считает, что экстракция нефтяных компонентов из нефтематеринских пород осуществляется газом высокого давления — восходящий газовый поток переносит их в растворенном состоянии на меньшие глубины, где нефтяные УВ конденсируются, образуя нефтяные залежи [Batalin, Vafina, 2017].

Породами-коллекторами называют проницаемые отложения — вместилища жидких и газообразных УВ, способных отдавать эти флюиды при разработке месторождений [Баженова, 2017; Калинин, 1987; Peters et al., 2012]. Как показали наши исследования, одна и та же порода может совмещать свойства коллектора и нефтематеринской толщи [Гордадзе и др., 2018]. Иными словами, в этом механизме отсутствует необходимость первичной миграции в коллектор для образования КОВ_н из так называемой материнской породы.

На наш взгляд, нефть — такое же концентрированное органическое вещество, как и уголь. Но, в отличие от угля, исходное ОВ для которого выдало твердую фазу, исходным ОВ для нефти было такое, которое генерировало жидкую фазу. Таким образом, совсем не обязательно, чтобы такое КОВ, как нефть, собралось в ловушке (коллекторе) только в результате миграции из рассеянного ОВ пород. Если это так, то возникает естественный вопрос: нужно ли для поисков и разведки нефтяных месторождений искать так называемые нефтематеринские толщи с рассеянным ОВ? На наш взгляд, безусловно нужно по двум причинам.

Во-первых, в том случае, если найдены нефтематеринские толщи, т.е. породы с высоким содержанием ОВ ($C_{орг}$), имеющие большой УВ потенциал и ОВ которых достигло «нефтяного окна», то существует большая вероятность того, что в этих отложениях находится скопление и концентрированного ОВ — нефти, естественно, если эти отложения в процессе катагенетической истории стали коллектором.

Во-вторых, в том случае, если КОВ_н уже найдено, то, изучая УВ состав РОВ сингенетичной породы и нефти на молекулярном уровне, можно установить сингенетичным или эпигенетичным

вмещающим отложениям является обнаруженное КОВ. Если КОВ сингенетично вмещающим отложениям, то относительное распределение УВ-биомаркеров будет близким к таковому в РОВ пород, а если отличается, то можно сделать вывод о том, что КОВ_н находится во вторичном или третичном залегании. Следовательно, надо искать те толщи, откуда она могла мигрировать, и пути миграции, где КОВ_н могло частично задерживаться. Очевидно, это имеет большое практическое значение при поисках, разведке и разработке нефтяных месторождений, особенно в условиях истощения так называемых традиционных УВ запасов.

Для подтверждения вышеуказанных рассуждений приведем несколько примеров собственных молекулярных исследований [Гордадзе и др., 2018, 2018а, б; Юсупова и др., 2020], свидетельствующих о том, что КОВ_н образуется в самом коллекторе, и порода совмещает коллекторские и нефтематеринские свойства.

Экспериментальная часть. Закономерности распределения углеводородов-биомаркеров (насыщенных и ароматических) и адамантанов в хлороформенном битумоиде «А», в нефти и в продуктах термолитического ксерогена пород были изучены методами капиллярной газожидкостной хроматографии (ГЖХ) и хромато-масс-спектрометрии (ХМС).

Растворимую часть ОВ породы получали путем экстракции хлороформом в аппарате Сокслета в течение 72 ч.

Термолитический ксероген (ксероген) проводили при 330 °С в запаянной ампуле.

Анализ методом ГЖХ проводили на приборе «Bruker 430-GC» с пламенно-ионизационным детектором. Программировали температуру от 80 до 320 °С со скоростью 4 °С/мин. Газ-носитель — водород. Разделение углеводородов осуществляли на капиллярных колонках HP-1 25 м×0,25 мм×0,5 мкм. Анализ углеводородов методом ХМС проводили на приборе «Agilent 6890N/5975C» в режиме электронной ионизации. Разделяли углеводороды в условиях, аналогичных ГЖХ, газ-носитель — гелий. Использованы характеристические ионы m/z 71 для *n*-алканов, изопренанов и 12- и 13-метилалканов; m/z 217 и 218 для стеранов; m/z 177 и 191 для терпанов; m/z 136, 135, 149, 163, 177 для адамантанов; m/z 91, 92 для *n*-алкилбензолов. Все спектры были сняты при энергии ионизации 70 эВ и ускоряющем напряжении 3500 В. Температура камеры ионизации 250 °С.

Результаты исследований и их обсуждение.

В качестве первого примера приведем результаты наших исследований нефтематеринских толщ и нефтей нижнего кембрия и докембрия, в том числе и в Восточной Сибири. Этому вопросу, как известно, посвящены многочисленные работы [Fowler, Douglas, 1987; Конторович и др., 1991, 2000; Баженова, 2017; Тимошина, 2004; Аркадьева,

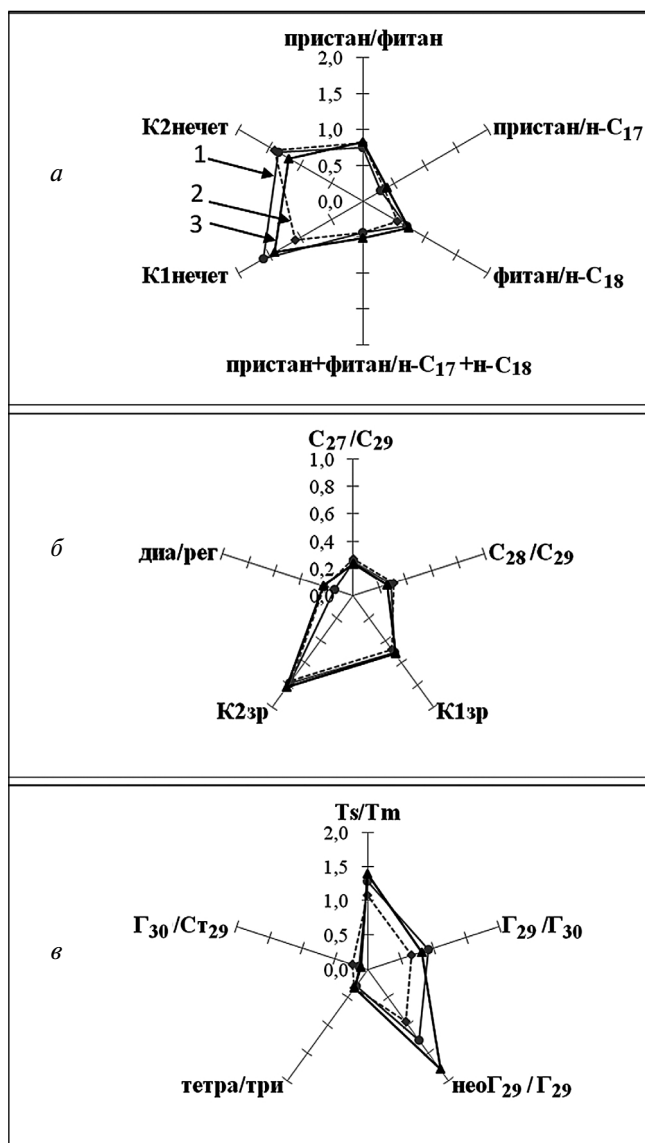


Рис. 1. Геохимическая характеристика УВ, экстрагированных из пород (а), продуктов термоллиза нерастворимой части реликтов цианобактериальных матов (б) и нефти осинского горизонта Восточной Сибири (в) по алканам, стеранам и терпанам. $K^1_{зр} = \alpha S / (\alpha S + \alpha R)$, $K^2_{зр} = \alpha \beta \beta / (\alpha \beta \beta + \alpha R)$, регулярные стераны C_{29} ; диа — диахолестаны $10\alpha, 13\beta, 17\alpha, 20S$ и $20R$ C_{27} , рег — регулярные стераны C_{27} ; Ts — 22,29,30-трисноргопан — 17α -метил, 18α ; Tm — 22,29,30-трисноргопан — 18α -метил, 17α ; G₃₀ — гопан C_{30} , 17α , 21β ; три — трициклический терпан C_{23} , 13β , 14α ; тетра — тетрациклический терпан C_{24} , 13β , 14α ; пента — гопан C_{30}

Гильдин, 2010; Perri, Spadafora, 2011; Каширцев, 2013; Баженова и др., 2014; Каширцев и др., 2015; Luo et al., 2015; Парфенова и др., 2016; Гордадзе и др., 2017; Ступакова и др., 2019]. Считается, что нижнекембрийские карбонатные отложения — одни из наиболее перспективных объектов для поисков нефти и газа на юге Сибирской платформы в целом и на Непско-Ботуобинской антеклизе, в частности, где степень их изученности, по сравнению с другими регионами, относительно высокая. Основная продуктивность в нижнекембрийских отложениях связана с осинским горизонтом.

Нами проведено детальное исследование (как минеральной, так и органической составляющей)

20 образцов, отобранных из интервала 3034,00–3052,00 м из пачки пород-коллекторов, представленных доломитами слоистыми. Исследование этих пород с помощью растрового электронного микроскопа дало возможность заключить, что они представлены темными и светлыми прослоями, являющимися реликтами цианобактериальных матов, которые формировались в изолированных частях бассейна с низкой гидродинамической активностью [Perri, Spadafora, 2011; Perri et al., 2012; Розанов, 2002].

На основании детального изучения распределения углеводородов-биомаркеров и углеводородов алмазоподобного строения, а также ароматических углеводородов в нефтях и продуктах термоллиза нерастворимого ОВ (керогена) пород-коллекторов осинского горизонта нижнего кембрия Восточной Сибири нами был сделан вывод о том, что эти породы являются одновременно и нефтематеринскими толщами [Гордадзе и др., 2018].

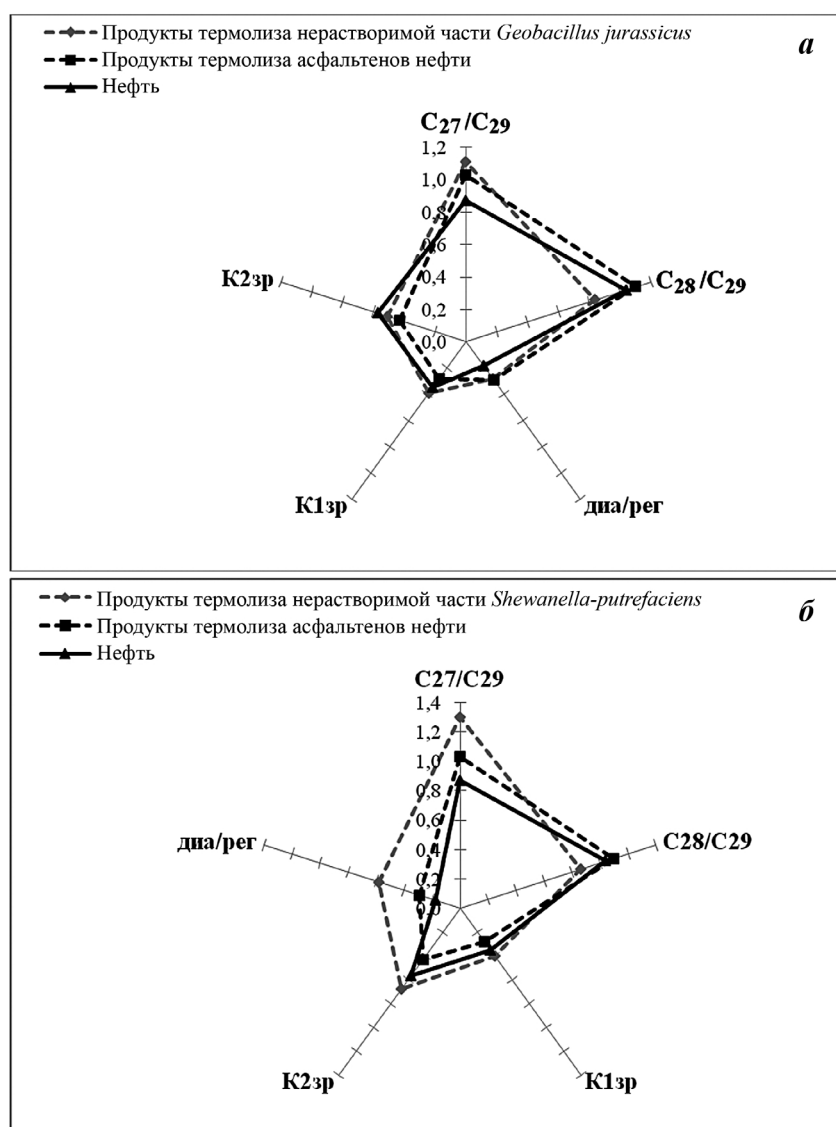
Как видно на рис. 1, наблюдается удивительное совпадение по относительному распределению алифатических, циклических углеводородов-биомаркеров и других углеводородов в ОВ пород-коллекторов осинского горизонта нижнекембрийских отложений и в нефтях на той же площади и в тех же отложениях. Аналогичные результаты мы получили, сравнив распределение 12- и 13-метилалканов C_{19} – C_{30} , n -алкилбензолов C_9 – C_{23} и адамантанов.

Такое близкое распределение УВ-биомаркеров и адамантанов обусловлено тем, что углеводороды образовались из керогена *in situ*, а не эмигрировали из нижележащих толщ. Очевидно, что в процессе миграции поменялся бы не только групповой состав, но и относительное содержание углеводородов на молекулярном уровне.

В качестве другого примера приведем результаты исследований закономерностей относительного распределения УВ-биомаркеров в растворимой части и продуктах термоллиза нерастворимой части (керогена) различных штаммов бактерий, выделенных из нефти, а также асфальтенов этой нефти.

Из нефти месторождения Даган (Северо-Китайский бассейн) нами выделены различные штаммы прокариот (бактерий) *Geobacillus jursasicus* и *Shewanella putrefaciens*, биомасса которых была подвергнута лиофилизации с последующим изучением закономерностей распределения углеводородов-биомаркеров в растворимой части и в продуктах термоллиза нерастворимой части (которую можно рассматривать в качестве керогена) [Гордадзе и др., 2018а, б; Юсупова и др., 2020]. Также были изучены продукты термоллиза асфальтенов этой нефти, которые представляют собой продукт, наиболее близкий к керогену, и которые также можно рассматривать в качестве продукта преобразования биомассы бактерий.

Рис. 2. Сравнительная характеристика продуктов термолитиза (330 °C) нерастворимой части (керогена) биомассы бактерий *Geobacillus jurassicus* (а) и *Shewanella-petrofacies* (б), нефти месторождения Даган и продуктов термолитиза выделенных из нее асфальтенов по стеранам. Обозначения см. рис. 1



В продуктах термолитиза (при 330 °C) нерастворимой части указанных бактерий образуются как алифатические, так и циклические нефтяные УВ-биомаркеры (стераны и терпаны). На рис. 2 приведена сравнительная характеристика продуктов термолитиза нерастворимой части биомассы бактерий *Geobacillus jurassicus*, *Shewanella-petrofacies*, асфальтенов и исходной нефти месторождения Даган по алканам, стеранам и терпанам.

На рис. 2, а можно видеть, что в продуктах термолитиза бактерий *Geobacillus jurassicus*, нефти месторождения Даган и продуктов термолитиза асфальтенов, выделенных из этой нефти, наблюдается очень близкое распределение стеранов, а также близкие величины генетического показателя — отношения пристана к фитану, варьирующие в пределах 0,81–1,05 (аналогично и в хлороформных экстрактах) и характерные для нефтей морского генезиса, в том числе и для нефти месторождения Даган. Морской характер ОВ подтверждает и соотношение стеранов C_{27} – C_{29} .

Вместе с тем распределение *n*-алканов отличается от такового в нефти, что свидетельствует о том, что штамм *Geobacillus jurassicus* внес свой

вклад в образование алифатических и алициклических (стераны) изопреноидов изученной нефти.

В продуктах термолитиза нерастворимой части биомассы *Shewanella putrefaciens* наблюдается нефтяное распределение *n*-алканов C_{10} – C_{36} , которое, однако, отличается от такового в нефти месторождения Даган. Что касается распределения стеранов, то их распределение близко как в твердом ОВ, так и в нефти (рис. 2, б).

Таким образом, можно заключить, что в образовании углеводородов-биомаркеров нефти месторождения Даган участвовали прокариоты, находящиеся в этой нефти.

В качестве еще одного подтверждения нашего утверждения, что эмиграция из материнских толщ не обязательна, может служить «молодая» нефть из кальдеры влк Узон (Камчатка, Кроноцкий заповедник).

Процесс быстрого современного нефтеобразования реализуется в гидротермальных системах при повышенных значениях температуры в виде так называемых гидротермальных нефтей. В настоящее время они известны в различных районах мира. К гидротермальным нефтям относится нефть

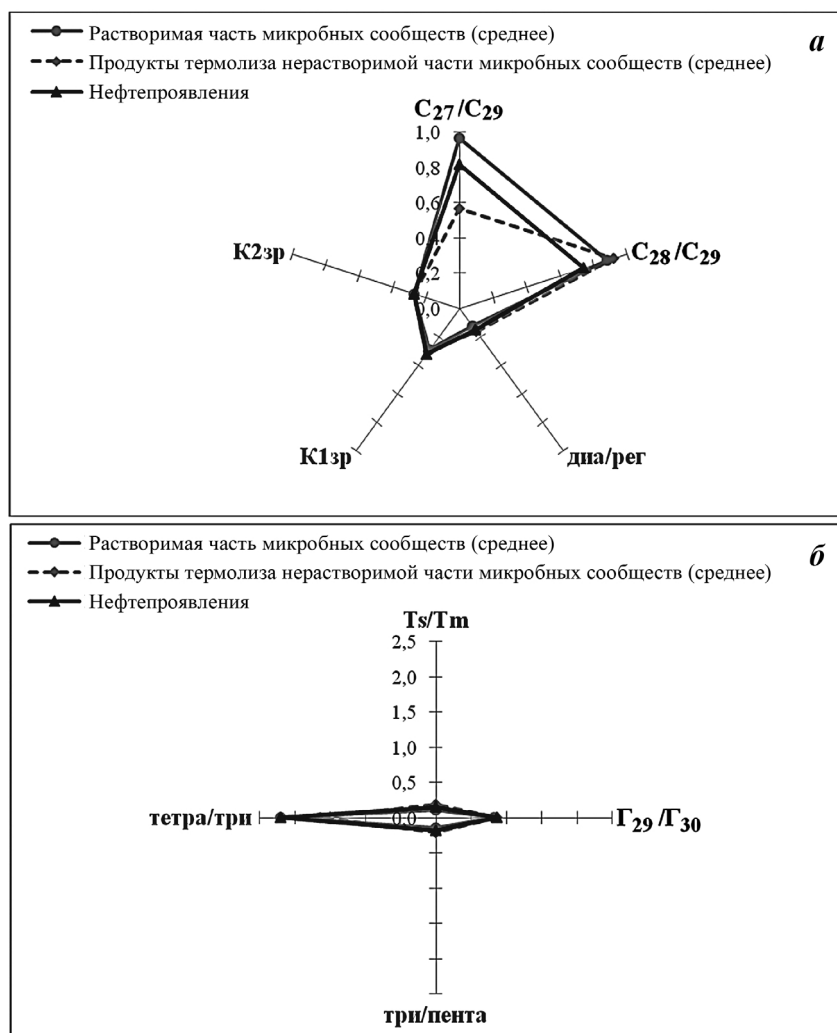


Рис. 3. Сравнительная молекулярная характеристика растворимой части, продуктов термолитиза нерастворимой части микробных сообществ (среднее значение) и нефтепроявлений Нефтяной площадки кальдеры вулкана Узон по стеранам и терпанам. Обозначения см. рис. 1

кальдеры влк Узон. Изучению нефтепроявлений кальдеры влк Узон посвящены многие работы [Бескровный, Лебедев, 1971; Калинин, 1975; Bazhenova et al., 1988; Заварзин и др., 1989; Simoneit et al., 2009; Конторович и др., 2011; Варфоломеев и др., 2011; Slivko, Ablya, 2011; Фурсенко и др., 2014; Галимов и др., 2015; Добрецов и др., 2015; Коноплева и др., 2018]. Ученые полагают, что кальдера представляет собой уникальную природную лабораторию современного образования нефти, возраст которой не превышает 50 лет. Первоначально существовало мнение, что нефть Узона образовалась за счет абиогенного синтеза [Бескровный, Лебедев, 1971], но позднее было высказано предположение, что нефть сформировалась за счет переработки липидов высшей наземной растительности и простейших водорослей [Калинин, 1975; Bazhenova et al., 1988; Simoneit et al., 2009; Конторович и др., 2011; Добрецов и др., 2015]. Результаты наших исследований углеводородного состава нефтепроявлений согласуются с выводами предыдущих авторов лишь в том, что по распределению углеводородов ОВ слабопреобразованное.

Известно, что кальдера влк Узон представляет собой своего рода «музей микробов», где

на термальных полях и в горячих источниках обитают самые разнообразные прокариотические организмы [Bonch-Osmolovskaya et al., 2003; Mardanov et al., 2011; Burgess et al., 2012; Rozanov et al., 2014].

Микробные сообщества из источника Нефтяной площадки были отобраны при разных природных значениях температуры — от 35 до 65 °С. Методом высокопроизводительного секвенирования (16S рРНК) изучен состав микробных сообществ. Микробное разнообразие всех изученных образцов практически одинаковое, но отличается их относительное содержание. Так, содержание архей колеблется в пределах 0,5–5% (из них содержание *Thermoplasmatales* колеблется в пределах 67–99%), количество представителей *Acidithiobacillus* (*Gammaproteobacteria*) варьирует в пределах 30–88%, *Candidatus Methylococcus* (*uncultured Verrucomicrobiae*) — в пределах 9–65%. Также присутствуют бактерии *Thiomonas*, *Sulfobacillus* (*Clostridiales*) и *Deltaproteobacteria* (Sva0485)⁶.

⁶ Образцы предоставлены руководителем отдела биологии экстремофильных микроорганизмов Института микробиологии имени С.Н. Виноградского, членом-корреспондентом РАН Е.А. Бонч-Осмоловской.

Наши исследования по термолizu нерастворимой части микробных сообществ, выделенных из Нефтяной площадки кальдеры влк Узон [Пошибаева и др., 2019], экспериментально подтвердили ранее высказанные предположения об участии прокариот микробного сообщества в образовании углеводородов-биомаркеров. К такому выводу мы пришли на основании изучения распределения углеводородов-биомаркеров в растворимой части и продуктах термолizu прокариот, выделенных в месте нефтепроявлений (рис. 3).

Заключение. Приведенные примеры детальных молекулярных исследований позволяют разрешить указанные выше несоответствия, вносят вклад в современное развитие осадочно-миграционной теории нефтидогенеза и позволяют сделать следующие выводы:

— нефть является таким же концентрированным ОВ, как и уголь, но для угля исходное ОВ было таким, что выдало твердую фазу, а для нефти таким, что выдало жидкую фазу. Следовательно, нефть, в отличие от угля, — миграционноспособна;

— существуют как минимум два способа образования залежи: традиционно описываемая в теории нефтидогенеза миграция из отложений с РОВ и генерация углеводородов *in situ* в собственно коллекторском горизонте;

— большое количество органического углерода и термическая зрелость ОВ пород могут свидетельствовать о том, что при наличии в этих отложениях коллектора велика вероятность нахождения в нем и концентрированного ОВ — нефти;

— унифицированная схема изучения органического вещества отложений, включающая определение количества органического углерода (C_{org}), количества хлороформенного битумоида (ХБ«А»), пиролиз Rock-Eval, обязательно должна содержать в себе исследование углеводородного состава керогена ОВ пород и нефтей на молекулярном уровне и т.д. В том случае, если нефть эпигенетична вмещающим отложениям, она находится во вторичном или третичном залегании и образовалась в результате миграции из более глубоких горизонтов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Аркадьева О.В., Гильдин С.М. Микрофитологическая характеристика галогенно-карбонатных пород осинского горизонта Нижнего Приангарья Восточной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика 2010. Т. 5. № 1. URL: http://www.ngtp.ru/rub/2/12_2010.pdf
- Баженова Т.К. Учение о нефтегазоматеринских свитах как основа теории нефтегазообразования (онтологический, филогенетический и онтогенетический аспекты) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2017. Т. 12, № 1. URL: http://www.ngtp.ru/rub/1/10_2017.pdf
- Баженова Т.К., Дахнова М.В., Жеглова Т.П. Нефтематеринские формации, нефти и газы докембрия и нижнего-среднего кембрия Сибирской платформы / Под ред. А.И. Варламова, А.П. Афанасенкова. М.: ВНИГНИ, 2014. 128 с.
- Бескровный Н.С., Лебедев Б.А. Нефтепроявление в кальдере вулкана Узон на Камчатке // Докл. АН СССР. 1971. Т. 201, № 4. С. 953–956.
- Варфоломеев С.Д., Карпов Г.А., Синал Г.А. и др. Самая молодая нефть Земли // Докл. РАН. 2011. Т. 438, № 3. С. 345–347.
- Вассоевич Н.Б. О происхождении нефти (развитие органической теории от М.В. Ломоносова до наших дней): Избр. тр. Геохимия органического вещества и происхождение нефти. М.: Наука, 1986. С. 109–129.
- Вассоевич Н.Б., Бурлин Ю.К., Конюхов А.И., Карноушина Е.Е. Роль глин в нефтеобразовании // Сов. геология. 1975. № 3. С. 15–29.
- Галимов Э.М., Севастьянов В.С., Карпов Г.А. и др. Углеводороды из вулканического района. Нефтепроявления в кальдере вулкана Узон на Камчатке // Геохимия. 2015. № 12. С. 1059–1068.
- Гордадзе Г.Н. Термолiz органического вещества в нефтегазопроисходной геохимии. М.: ИГиРГИ, 2002. 336 с.
- Гордадзе Г.Н. Углеводороды в нефтяной геохимии. Теория и практика. М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. 559 с.
- Гордадзе Г.Н., Арсеньев О.А. Некоторые существенные несоответствия органического вещества нефтематеринских толщ с нефтями // Мат-лы VI Междунар. конф. «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр». Кн. 1. М.: ГЕОС, 2002. 135 с.
- Гордадзе Г.Н., Гируц М.В., Пошибаева А.Р. и др. Карбонатные коллекторы как нефтематеринские толщи // J. Siberian Federal University. Chemistry 4. 2018. N 11. P. 575–592.
- Гордадзе Г.Н., Зонн М.С. Новая геохимическая информация, получаемая на основе термолizu дебиту-минизированных пород и ее использование при корреляции в системе материнская порода–нефть // Мат-лы II Междунар. конф. «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа». М.: МГУ, 1998.
- Гордадзе Г.Н., Керимов В.Ю., Гайдук А.В. и др. Углеводороды–биомаркеры и углеводороды алмазоподобного строения из позднедокембрийских и нижнекембрийских пород Катангской седловины (Сибирская платформа) // Геохимия. 2017. Т. 55, № 4. С. 335–343.
- Гордадзе Г.Н., Матвеева И.А. Сравнительная информативность геохимических показателей по аренам C_8 и высокомолекулярным биомаркерам // Геология нефти и газа. 1995. № 1. С. 35–39.
- Гордадзе Г.Н., Пошибаева А.Р., Гируц М.В. и др. Образование углеводородов нефти из биомассы прокариот. Сообщение 1. Образование нефтяных углеводородов-биомаркеров из биомассы архей *Thermoplasma* sp. // Нефтехимия. 2018а. Т. 58. № 2. С. 135–139.
- Гордадзе Г.Н., Пошибаева А.Р., Гируц М.В. и др. Образование углеводородов нефти из биомассы прокариот. Сообщение 2. Образование нефтяных углеводородов-биомаркеров из биомассы бактерий *Geobacillus jurassicus*, выделенных из нефти // Нефтехимия. 2018б. Т. 58, № 6. С. 1–8.
- Гусева А.Н., Мальцев В.В. Органическая геохимия — наука XXI века // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 1995. № 2. С. 15–19.

- Добрецов Н.Л., Лазарева Е.В., Жмодик С.М. и др. Геологические, гидрогеохимические и микробиологические особенности нефтяной площадки кальдеры Узон (Камчатка) // Геология и геофизика. 2015. Т. 56, № 1–2. С. 56–88.
- Заварзин Г.А., Карпов Г.А., Горленко В.М. и др. Кальдерные микроорганизмы. М.: Наука, 1989. 120 с.
- Калинко М.К. Генезис микронепфтепроявлений кальдеры вулкана Узон (Восточная Камчатка) // Преобразование органического вещества в современных и ископаемых осадках и основные этапы генерации свободных углеводородов // Тр. ВНИГНИ. Вып. 175. М., 1975. С. 50–58.
- Калинко М.К. Геология и геохимия нафтидов. М.: Недра, 1987. 242 с.
- Каширцев В.А. Новые и редкие стерановые и терпановые углеводороды в нефтях Непско-Ботубинской антеклизы (Восточная Сибирь) // Нефтехимия. 2013. Т. 53, № 1. С. 3–10.
- Каширцев В.А., Конторович А.Э., Ким Н.С. и др. Стераны в неопротерозойских нефтях Непско-Ботубинской антеклизы Сибирской платформы и Южно-Оманского соленосного бассейна Аравийской платформы // Нефтехимия. 2015. Т. 55, № 3. С. 197–205.
- Козлова Е.В., Фадеева Н.П., Калмыков Г.А. и др. Технология исследования геохимических параметров органического вещества керогеносыщенных отложений (на примере баженовской свиты, Западная Сибирь) // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2015. № 5. С. 44–53.
- Конopleва И.В., Власова Л.Н., Немченкова Т.Н. Исследование генезиса нефтей Восточной Камчатки по углеводородам-биомаркерам // Геохимия. 2018. № 7. С. 709–717.
- Конторович А.Э. Осадочно-миграционная теория нафтидогенеза: состояние на рубеже XX и XXI вв., пути дальнейшего развития // Геология нефти и газа. 1998. № 10. С. 8–16.
- Конторович А.Э. Очерки теории нафтидогенеза: Избр. статьи / Под ред. С.Г. Неручева. Новосибирск: Изд-во СО РАН, GEO, 2004. 545 с.
- Конторович А.Э., Бортникова С.Б., Карпов Г.А. и др. Кальдера вулкана Узон (Камчатка) — уникальная природная лаборатория современного нафтидогенеза // Геология и геофизика. 2011. Т. 52, № 8. С. 986–990.
- Конторович А.Э., Меленевский В.Н., Тимошина И.Д., Махнева Е.А. Семейства верхнедокембрийских и кембрийских нефтей Сибирской платформы // Докл. РАН. 2000. Т. 370, № 1. С. 92–95.
- Конторович А.Э., Петерс К.Е., Молдован Дж.М. и др. Углеводороды-биомаркеры в нефтях Среднего Приобья (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. 1991. № 10. С. 3–34.
- Лопатин Н.В., Емец Т.П. Нефтегенерационные свойства баженовской свиты на территории Ханты-Мансийского АО // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО / Под ред. В.И. Шпильмана, В.А. Волкова. М., 1999. С. 134–161.
- Матвеева И.А., Иванов В.Ф., Гордадзе Г.Н. Стераны состава C₂₁–C₂₂ — дополнительный критерий определения нефтематеринских толщ // Нефтехимия. 1998. Т. 38, № 2. С. 90–94.
- Парфенова Т.М., Меленевский В.Н., Коровников И.В. Геохимия органического вещества пород сактэнской свиты нижнего и среднего кембрия (чекуровская антиклиналь, северо-восток Сибирской платформы) // Геология нефти и газа. 2016. № 6. С. 97–106.
- Петров Ал.А. Нефти ранних этапов генерации // Геология нефти и газа. 1988. № 10. С. 50.
- Пошибаева А.Р., Гируц М.В., Гаянова А.А. и др. Закономерности распределения углеводородов-биомаркеров в грунтах разных участков Нефтяной площадки кальдеры вулкана Узон (Камчатка) // Мат-лы науч. конф. «Геохимия нефти и газа, нефтематеринских пород, угля и сланца» 14–16 октября 2019 г., Сыктывкар. С. 86–87.
- Розанов А.Ю. Бактериальная палеонтология. М.: ПИН РАН, 2002. 188 с.
- Соболева Е.В. Состав хемофоссилий — геолого-геохимическая история нефти // Вест. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2003. № 2. С. 29–37.
- Соболева Е.В. Формирование состава нефтей пласта Ю₀ баженовской свиты Салымского месторождения // Георесурсы. 2017. Спецвып. Ч. 2. С. 144–154.
- Соболева Е.В., Гусева А.Н. Химия горючих ископаемых: Учебник. М.: Изд-во Моск. ун-та, 2010. 312 с.
- Соколов Б.А. Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа: Избр. тр. М.: Изд-во Моск. ун-та, 2001. 480 с.
- Соколов Б.А., Абля Э.А. Флюидодинамическая модель нефтегазообразования. М.: ГЕОС, 1999. 76 с.
- Ступакова А.В. Направления развития геологии и геохимии горючих ископаемых // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2015. № 4. С. 6–10.
- Ступакова А.В., Хведчук И.И., Сауткин Р.С. и др. Переформирование залежей в древних нефтегазоносных бассейнах (на примере залежей восточного склона Байкитской антеклизы Сибирской платформы) // Георесурсы. 2019. Т. 21, № 2. С. 31–41.
- Тимошина И.Д. Геохимия органического вещества нефтепроизводивших пород и нефтей верхнего докембрия юга Восточной Сибири // Геология и геофизика. 2004. Т. 45, № 7. С. 901–910.
- Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. М.: Мир, 1981.
- Фурсенко Е.А., Каширцев В.А., Конторович А.Э., Фомин А.Н. Геохимия нафтидов из локализованных на суше гидротермальных источников и вопросы их генезиса (Узон, Йеллоустон, Новая Зеландия) // Геология и геофизика. 2014. Т. 55, № 5–6. С. 918–930.
- Юсупова А.А., Гируц М.В., Семенова Е.М., Гордадзе Г.Н. Образование углеводородов нефти из биомассы прокариот. Сообщение 3. Образование нефтяных углеводородов-биомаркеров из биомассы бактерий *Shewanella putrefaciens* и асфальтенов, выделенных из нефти // Нефтехимия. 2020. Т. 60, № 6. С. 755–764.
- Batalin O., Vafina N. Condensation mechanism of Hydrocarbon Field Formation // Scientific Rep. 2017. Vol. 7. P. 10253.
- Bazhenova O.K., Arefiev O.A. Immature oil sare products of early catagenic of bacterial-algaeorganic matter // Organic Geochemistry 1990. Vol. 16, N 1–3. P. 307–311.
- Bazhenova O.K., Arefiev O.A., Frolov E.V. Oil of the volcano Uzon caldera, Kamchatka // Org. Geochem. 1998. Vol. 29, N 1–3. P. 421–428.
- Bonch-Osmolovskaya E.A., Miroshnichenko M.L., Lebedinsky A.V. et al. Radioisotopic, culture-based, and oligonucleotide microchip analyses of thermophilic microbial communities in a continental high-temperature petroleum reservoir // Appl. and Environm. Microbiology. 2003. Vol. 69, N 10. P. 6143–6151.

- Burgess E.A., Unrine J.M., Mills G.L. et al.* Comparative geochemical and microbiological characterization of two thermal pools in the Uzon Caldera, Kamchatka, Russia // *Microb. Ecol.* 2012. Vol. 63, N 3. P. 471–489.
- Fowler M.G., Douglas A.G.* Saturated hydrocarbon biomarkers in oils of Late Precambrian age from Eastern Siberia // *Organic Geochemistry*. 1987. Vol. 11. P. 201–213.
- Luo G., Hallmann Ch., Xie Sh. et al.* Comparative microbial diversity and redox environments of black shale and stromatolite facies in the Mesoproterozoic Xiamaling Formation // *Geochim. et Cosmochim. Acta*. 2015. Vol. 151. P. 150–167.
- Mardanov A.V., Gumerov V.M., Beletsky A.V. et al.* Uncultured archaea dominate in the thermal groundwater of Uzon Caldera, Kamchatka // *Extremophiles*. 2011. Vol. 15. P. 365–372.
- Munn U., Welter D.H., Horsfield B. et al.* Petroleum migration: mechanisms, pathways, efficiencies and numerical simulation // *Petroleum and Basin Evolution: Insights from Petroleum Geochemistry Geology and Basin Modeling*. Springer, 1997.
- Perri E., Spadafora A.* Evidence of microbial biomineralization in modern and ancient stromatolites. *Stromatolites* // *Interaction of Microbes with Sediments*. 2011. Vol. 18. P. 631–649.
- Perri E., Tucker M.E., Spadafora A.* Carbonate organo–mineral micro– and ultrastructures in sub–fossil stromatolites: Marion lake, South Australia // *Geobiology*. 2012. N 10. P. 105–117.
- Peters K.E., David J.C., Marek K.* An overview of basin and petroleum system modeling: Definitions and concepts. *Basin modeling: New horizons in research and applications* // *AAPG Hedberg Ser.* 2012. Vol. 4. P. 1–16.
- Rozanov A.S., Bryanskaya A.V., Malup T.K. et al.* Molecular analysis of the benthic microbial community in Zavarzin thermal spring (Uzon caldera, Kamchatka, Russia) // *BMC Genomics*. 2014. 1S (Suppl 12). S. 12. DOI:10.1186/1471-2164-S-S12-S12.
- Simoneit B.R.T., Deamer D.W., Kompanichenko V.* Characterization of hydrothermally generated oil from the Uzon caldera, Kamchatka // *Appl. Geochem.* 2009. Vol. 24. N 2. P. 303–309.
- Slivko I.A., Ablya E.A.* Geochemistry of just generate oils from Uzon volcano caldera (Kamchatka) in comparison with oldest pre-Cambrian oils. *IMOG* 2011. Switzerland, Interlaken, 2011.

Поступила в редакцию 18.10.2020

Поступила с доработки 28.01.2021

Принята к публикации 28.01.2021