

НОВЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ СИП ОЗЕРА БАЙКАЛ

© 2022 г. О. М. Хлыстов^{1,*}, О. Н. Изосимова¹, А. Nachikubo²,
Н. Minami², М. М. Макаров¹, А. Г. Горшков¹

¹ФГБУН Лимнологический институт СО РАН (ЛИН СО РАН), г. Иркутск, 664033 Россия

²Kitami Institute of Technology, Kitami, 090-8507 Japan

*E-mail: khloleg45@yandex.ru

Поступила в редакцию 26 января 2022 г.

После доработки 3 марта 2022 г.

Принята к публикации 4 апреля 2022 г.

Обнаружено новое нефтепроявление восточного побережья Среднего Байкала – «Зеленсип», характеризующееся на дне естественной разгрузкой газа (сип) и накоплением в верхнем слое донных отложений нефти (высокомолекулярной битумной фракции) и газовых гидратов. Газ в осадках и газовых гидратах на 99% представлен термогенным метаном. Изотопный состав углерода ($\delta^{13}\text{C}-\text{C}_1$) оценен интервалом от -48.1 до -48.8‰ для метана из осадка и от -49.4 до -50.2‰ – из гидратов. Разгрузка нефти в водную толщу отсутствует. В составе нефти *n*-алканы и изопреноиды не обнаружены, полициклические ароматические углеводороды определены на уровне 1800–2200 ppm и включают ретен (50–90 ppm) и перилен (120–140 ppm). Уровень концентрации перилена указывает на значительную трансформацию нефти при ее продвижении от источника генерации. Присутствие в составе нефти ретена, свидетельствует о ее континентальном происхождении, биомаркерных соединений – гопанов об идентичности с байкальскими ароматико-нафтеновыми нефтями. К источнику органического вещества отнесены донные отложения байкальской впадины, имеющие ранее кайнозойский возраст и расположенные в центральной глубоководной части котловины.

Ключевые слова: нефть, газ, сип, озеро Байкал

DOI: 10.31857/S0028242122030029, **EDN:** IDQCSQ

Нефть в пресноводных водоемах обнаружена только в трех крупных озерах: Танганьика (Центральная Африка), Чапала (Мексика) и Байкал (Россия). Для последнего это явление описано с научной позиции еще в 18 столетии И.Г. Гмелиным и на протяжении почти двух веков байкальская нефть эпизодически исследуются после открытия новых ее выходов на акватории или на дне. Подробная история исследований природной байкальской нефти освещена в работах академика А.Э. Конторовича [1].

В настоящее время известно два нефтепроявления на оз. Байкал – напротив мыса Горевой Утес и устья р. Бол. Зеленовская. Оба района расположены в Средней котловине озера на расстоянии более 100 км друг от друга (рис. 1а). Первый находится в 10 км от берега в цирке подводного оползня на

глубине 900 м, второй приурочен к эрозионному врезу на продолжение устья реки в 1.5 км от берега, глубина озера ~300 м. В первом (нефтегазовый сип «Горевой Утес») детально исследован участок дна, на котором нефть скапливается в донных отложениях и разгружается в водную толщу, достигая поверхности озера [2]. Возраст нефти оценен поздне меловым периодом (не древнее), ее источник связан с нефте-материнскими породами олигоцен-миоценовой толщи Байкальского рифта, слагающего нижний прозрачный сейсмокомплекс озера [1–3]. На втором участке (нефтепроявление «Зеленовская») место разгрузки нефти на дне обнаружить не удалось. Исследование образцов нефти, собранных с поверхности озера, показало, что это биodeградирующая ароматико-нафтеновая нефть, значения биомаркерных показателей катагенеза со-

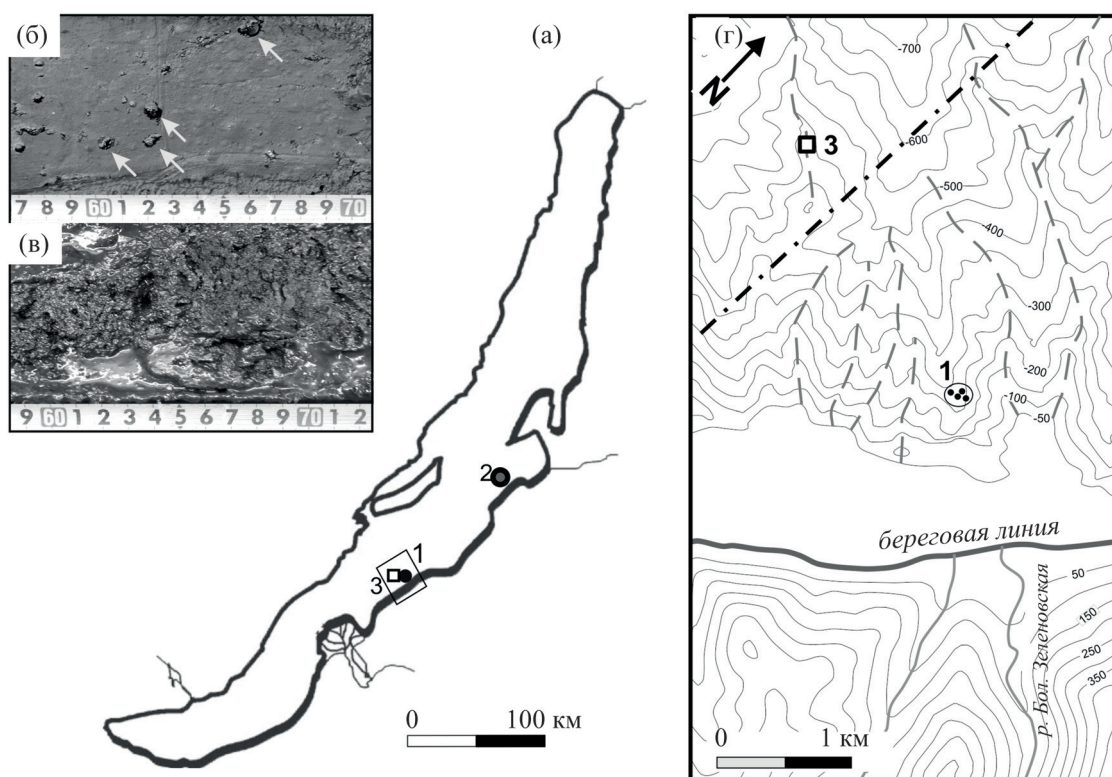


Рис. 1. Нефтепроявления в акватории озера Байкал: (а) 1 – черный круг – «Зеленовская»; 2 – серый круг с черным контуром – «Горевой Утес»; 3 – белый квадрат с черным контуром – «Зеленсип». На врезках: б – фотография керна VER-21-01 st10GC3 (образец 2, белыми стрелками показаны отобранные капли нефти на поверхности среза); в – керн VER-21-02 st2GC1 (образец 3), обводненная алевритовая глина, пропитанная нефтью; г – схема рельефа суши и дна напротив р. Бол. Зеленовская, изолинии проведены через 50 м. Группой черных точек отмечен район «Зеленовская» (1), места всплывающих шариков нефти; квадратом – «Зеленсип» (3), находки нефти в донных отложениях; пунктирные линии – гряды; пунктир с точкой – предполагаемая линия тектонического нарушения.

ответствует градации $МК_2$ и глубине погружения нефтепроизводящих отложений не менее 3 км [1].

Цель настоящей работы – установление характеристик нового нефтепроявления на оз. Байкал («Зеленсип») с привлечением методов эхолокации, результатов анализа газогидратов и газов, идентификации углеводородов нефти для ответа на вопросы о возрасте, путях миграции и условиях аккумуляции нефти, а также для оценки нефтепроявления как природного источника полициклических ароматических углеводородов (ПАУ) – приоритетных стойких органических загрязняющих веществ.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Отбор кернов донных отложений выполнен гравитационной трубой длиной 3 м, диаметром 127 мм

и весом 300 кг. Анализ газа выполнен на образцах керна VER-19-03 st6GC1 (1), нефти – кернов VER-21-01 st10GC3 65–70 см (2) и VER-21-02 st2GC1 60–70 см (3) (рис. 1б, в). Оценку скорости всплывающих «чистых» пузырьков газа или нефти выполняли по гидроакустическим записям на основе эхограмм модернизированного однолучевого эхолота Furuno FCV-1100 (Япония). Скорости оценивали по углу наклона траектории всплытия по методике [4], предложенной для газа и газовых гидратов при прохождении водной толщи. По расхождению скоростей всплытия различных тел (пузырь газа, шарик нефти, кусок газовых гидратов) делали вывод о наличии в водной толще того или иного объекта.

Отбор проб и анализ газа проводили по методу [5]. Пробы газа хранили в пробирках объемом

5 мл, герметично закрытых пробками из бутиловой резины, с добавкой хлорида алкилдиметилбензиламмония (хлорида бензалкония) в качестве консерванта. Состав газов определяли на хроматографе Shimadzu GC-2014 (Технологический институт Китами, Япония) с детекторами – катарометром и ПИД, подключенных последовательно, и стеклянной колонкой Shimadzu Sunpak-S (2 м × 3.0 мм). Инструментальная ошибка измерения каждого компонента газа не превышала 1.2%. Изотопный состав газов измеряли на масс-спектрометре Thermo Fisher Scientific Delta V (Технологический институт Китами, Япония), объединенного с газовым хроматографом Thermo Fisher Scientific Trace GC Ultra с капиллярной колонкой Sigma-Aldrich Carboxen-1006 PLOT (30 м × 0.32 мм × 15 мкм). Соотношение изотопов углерода δ (‰) оценено по формуле:

$$\delta = \left(\frac{R_{\text{образец}} - R_{\text{стандарт}}}{R_{\text{стандарт}}} \right) \times 1000,$$

где R – соотношение изотопов $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$ в образце и стандарте, стандарт V-PDB (NIST RM8544). Ошибка измерения $\delta^{13}\text{C}$ 0.3‰.

Для анализа углеводов нефти с поверхности среза ядра (2) капли нефти собирали пипеткой в пробирку Эппендорф объемом 1.5 мл, герметично упаковывали и хранили при +4°C до анализа. В лаборатории к образцу 2 (1.8 мг) добавляли 1 мл хлористого метилена, смесь встряхивали и центрифугировали. Образец ядра (3) на борту научно-исследовательского судна (НИС) герметично упаковывали и хранили при –18°C. В лаборатории образец (3) гомогенизировали и отбирали 10 г осадка (влажность 30%). К образцам (2) и (3) добавляли внутренние стандарты: смесь дейтерированных ПАУ – нафталин- d_8 , аценафтен- d_{10} , фенантрен- d_{10} , хризен- d_{12} и периллен- d_{12} (Supelco, USA), 50 нг/мкл каждого в смеси *n*-гексан:ацетон (1:1, об.:об.) и раствор сквалана (SIGMA-ALDRICH, Germany) 100 нг/мкл в хлористом метилена. К образцу (2) было добавлено 5 мкл смеси дейтерированных ПАУ и 100 мкл раствора сквалана, к образцу (3) – 2 мкл смеси дейтерированных ПАУ и 50 мкл раствора сквалана. Углеводороды из образца (3) экстрагировали 15 мл хлористого метилена в ультразвуково-

вой ванне (ВУ-09-«Я-ФП»-03, ООО «Ферропласт Медикал, Россия, 50 Гц, 130 Вт) при комнатной температуре в течение 20 мин (дважды). Экстракты объединяли, высушивали над безводным Na_2SO_4 , концентрировали на роторном испарителе до объема ~ 2 мл; концентрат центрифугировали и делили на две равные части. В первой части гравиметрическим способом оценили суммарное количество экстрактивных веществ, которое отнесено к содержанию нефти в керне, во второй части – содержание *n*-алканов и изопреноидов. Для определения ПАУ и биоиндикаторов экстракт концентрировали до объема 0.1 мл, к концентрату добавляли 1.0 мл *n*-гексана. Смесь встряхивали, выдерживали при 5°C в течение 24 ч, затем центрифугировали, супернатант анализировали методом хромато-масс-спектрометрии.

Подготовленные образцы анализировали на хромато-масс-спектрометре Agilent Technologies 7890 В GC System 7000С MS Triple Quad (Agilent, США) с капиллярной колонкой OPTIMA17ms®, Macherey-Nagel, Германия (30 м × 0.25 мм × 0.25 мкм), в режиме программирования температуры колонки: 60°C 5 мин, с 60 до 310°C со скоростью 10°C/мин, 310°C 30 мин (для *n*-алканов); 50°C 0.5 мин, с 50 до 310°C со скоростью 20°C/мин, 310°C 32.5 мин (для ПАУ); температура инжектора: 280°C; температура источника: 230°C, энергия ионизации – 70 эВ. В колонку хроматографа вводили 2 мкл образца в режиме без деления потока. Пики *n*-алканов и изопреноидов регистрировали в режимах полного сканирования масс-спектров (ПИТ) от m/z 50 до m/z 600, мониторинга выбранных ионов (МВИ) по ионам m/z 57, 71 и 183. Пики ПАУ регистрировали в режиме МВИ и для подтверждения идентификации – в мониторинге заданных реакций (МЗР) в условиях, выбранных в работе [6] для определения ПАУ. Идентификацию пиков *n*-алканов проводили по временам удерживания (t_{RR}) относительно t_R сквалана, ПАУ – относительно t_R дейтерированных стандартов ПАУ. Поиск биомаркеров проведен по методике работы [3] и по базе данных масс-спектров NIST 2014. Количественное определение ПАУ проведено по методу внутреннего стандарта с использованием в качестве суррогатных стандартов дейтерированных ПАУ с внутрилабораторной прецизионностью определения (σ_R) не более 20% при извлечении аналитов в

количестве не менее 85%. Величину σ_R оценивали путем расчета относительных дисперсий отклонений параллельных результатов измерений от средних значений (при числе степеней свободы не менее 30) по результатам определений ПАУ в донных осадках Байкала [7]. Однородность дисперсий для выделенных подгрупп концентраций ПАУ проверяли по критерию Кохрена. Правильность определения ПАУ оценивали методом введено–найдено, чистоту растворителей и оборудования – по холостых опытам. Содержание ПАУ представляли как среднее значение результатов анализа двух проб, число значимых цифр в результате определения – на основании доверительного интервала.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

В 2019 г. в ходе поиска газовых гидратов напротив устья р. Бол. Зеленовская в районе склоновой гряды в 3.5 км от берега вскрыты гидратоносные газонефтенасыщенные донные отложения в интервале 0.1–3 м ниже дна (координата 52,6460°/107,3307°, глубина 420 м). Данный район, расположенный в 2 км от района всплывающих нефтяных капель (нефтепроявление «Зеленовская»), обозначен как нефтегазовый сип «Зеленсип». Дополнительная батиметрическая съемка дна позволила проследить форму и расположение склонных гряд до шельфа озера. Гряда с данным сипом вверх по склону имеет резкие изгибы и понижение, фиксирующие тектоническое нарушение (рис. 1г). На эхограммах эхолота над нефтепроявлением «Зеленсип» зафиксировано всплытие пузырьков газа в виде «факела» до глубины 50–100 м ниже уровня озера, со скоростью 19–22 см/с. На поверхности озера пятен нефти и всплывающих пузырей не наблюдалось в течение периода исследования с 2019 по 2021 гг.

Геологический разрез донных отложений представляет собой чередование слоев сверху вниз: в интервале 0–0.5 м ниже дна вскрыт восстановленный оливково-черного цвета диатомовый ил с включениями жидкой нефти коричневого цвета; ниже от 0.5 до 3 м керн представлен серыми алевритовыми глинами с прожилками газовых гидратов белого цвета и пятнами (каплями) нефти темно-коричневого цвета. В результате разложения газовых гидратов часть керна могла быть разрушена и обводнена.

Углеродородный газ, исследованный на мате-

риале осадка и газовых гидратов керна VER-19-03 st6GC1(1), в обоих случаях представлен метаном, до 99% в смеси, и этаном не более 1%. Высшие гомологи в углеводородном газе присутствовали в следовых количествах. Изотопный состав углерода ($\delta^{13}\text{C}-\text{C}_1$) в метане из газа осадка оценен интервалом от –48.1 до –48.8‰ и в этане – от –25.7 до –26.4‰, а в газовых гидратах значение $\delta^{13}\text{C}-\text{C}_1$ установлено в интервале от –49.4 до –50.2‰ и от –24.5 до –24.7‰ для метана и этана, соответственно.

Керны VER-21-01 st10GC3 (2) и VER-21-02 st2GC1 (3) использовали для идентификации углеводородов нефти. В составе образцов 2 и 3 содержание углерода найдено в интервале от 74 до 86%, водорода – от 11 до 12% с соотношением этих элементов (C/H) в интервале от 7.0 до 7.4, соответствующим составу нефтяных битумов. ИК-спектры исследованных образцов характеризовались наличием полос поглощения при 2962, 2872, 2925, 2850 cm^{-1} , связанных с наличием CH_3 - и CH_2 -групп разветвленных и циклических углеводородов. Соотношения индикаторных ПАУ (R^r-R^e) в составе битума подтверждают их нефтяной генезис (табл. 1) [8]. В материале керна донных отложений (образец 3) содержание битумной фракции нефти не превышало 0.07–0.11%.

На хроматограммах раствора битума (образец 2, рис. 2а) и экстракта материала керна (образец 3) зарегистрированы нафтено-ароматические горбы, пики *n*-алканов и изопреноидов не были зафиксированы выше уровня $S/N = 3$ (соотношение сигнал/шум). В исследованных образцах обнаружено 22 полиарена (рис. 2б), в том числе 13 ПАУ, включенных в число приоритетных в системе контроля стойких органических загрязнителей в природных объектах. Из ряда биоиндикаторов в составе исследованных образцов битума идентифицированы гопаны, в том числе олеанан (рис. 2в).

Сложный рельеф дна района «Зеленсип» свидетельствует о эрозионных и тектонических процессах восточного склона котловины. Некоторые гребни различной конфигурации, идущие из глубоководных частей озера могут служить каналами для углеводороднасыщенных флюидов. Роль коллектора выполняют проницаемые слои (диатомовые илы или песчаные слои конуса выноса рек) внутри гряды. Покрышкой выступают глинистые отложения, повсеместно распространенные по все-

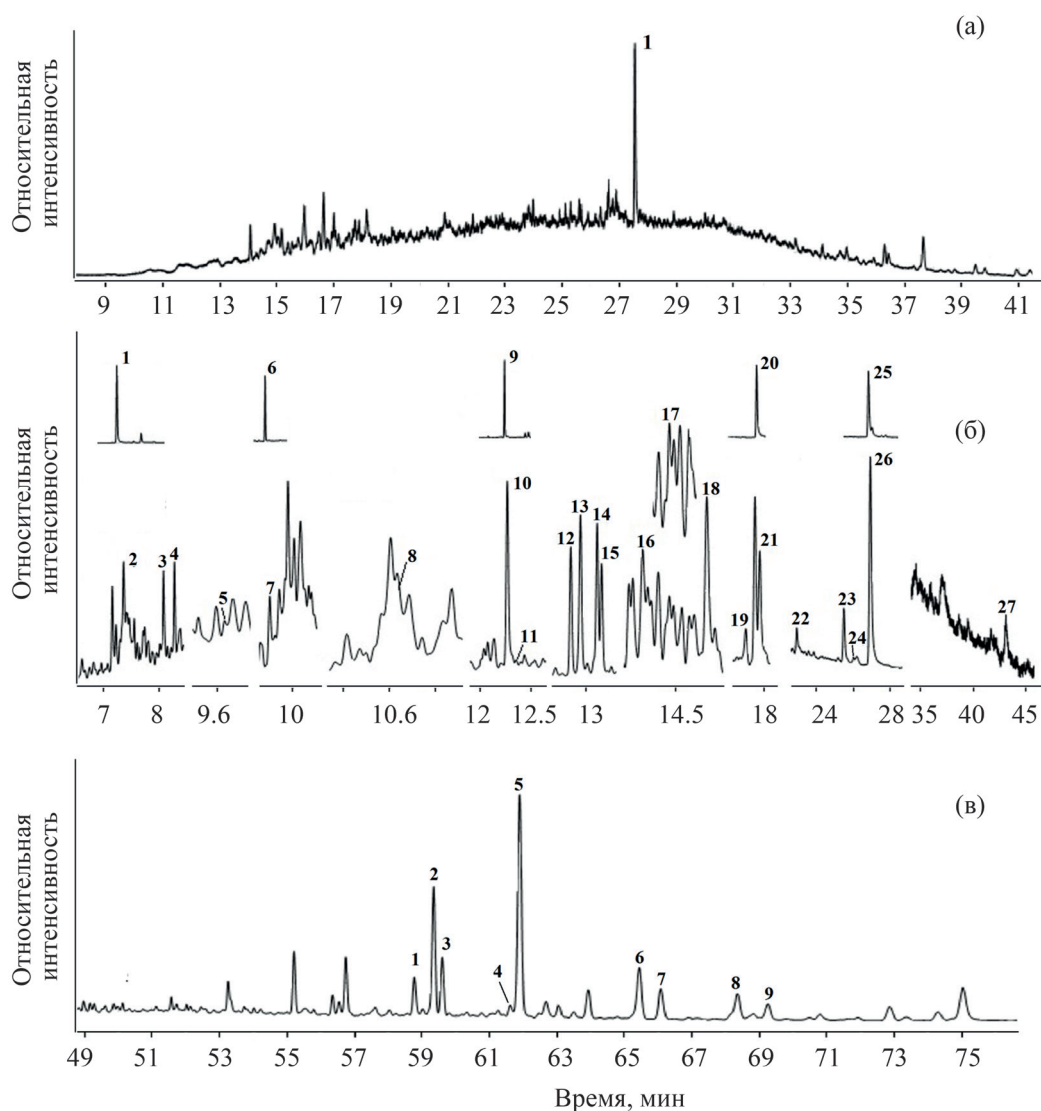


Рис. 2. Хроматограммы раствора битума (образец 2): (а) в режиме ПИТ, пики: 1 – сквалан, внутренний стандарт; (б) в режиме МВИ, пики: 1 – нафталин- d_8 , 2 – нафталин, 3 – 2-метилнафталин, 4 – 1-метилнафталин, 5 – аценафтилен, 6 – аценафтен- d_{10} , 7 – аценафтен, 8 – флуорен, 9 – фенантрен- d_{10} , 10 – фенантрен, 11 – антрацен, 12 – 3-метилфенантрен, 13 – 2-метилфенантрен, 14 – 9-метилфенантрен, 15 – 1-метилфенантрен, 16 – флуорантен, 17 – ретен, 18 – пирен, 19 – бенз[а]антрацен, 20 – хризен- d_{12} , 21 – хризен, 22 – бенз[б]флуорантен, 23 – бенз[с]пирен, 24 – бенз[а]пирен, 25 – периллен- d_{12} , 26 – периллен, 27 – бензо[ghi]периллен; (в) в режиме МВИ, (m/z 191), пики: 1 – гопан Z (C30); 2 – адиянтан (C29); 3 – диагопан (C30); 4 – олеанан (C30); 5 – гопан (C30); 6 – гопан (C31)-22 S; 7 – гопан (C31)-22 R; 8 – гопан (C32)-22 S; 9 – гопан (C32)-22 R.

му Байкала. Гидратоносные слои также могут выступать в роли экрана, препятствующего разгрузки газа и нефти в глубоководных районах вдоль этой гряды, т.к. верхняя граница зоны стабильности газовых гидратов повторяет рельеф дна и формирует

свод в антиклинальных частях гряд до глубин 380 м (глубина верхней границы стабильности гидрата метана для Байкала). По трещиноватой зоне тектонических нарушений поток газа и увлекаемая за ним нефть могут разгружаться на большей глубине.

Таблица 1. Характеристика нефти нефтегазового сипа «Зеленсип»

№ образца	Σ алканов, %	$\Sigma_{\text{ПАУ}}^{\text{а}}$, ppm	$\Sigma_{\text{ПАУ}}^{\text{б}}$, ppm	$\Sigma_{\text{ПАУ}}^{\text{в}}$, ppm	Бенз[а]пирен, ppm	Перилен, ppm	Ретен, ppm	R ^г	R ^д	R ^е
2	< 1	1800	77	1400	<0.5	120	92	0.03	0.30	0.25
3	< 1	2200	10	1900	2.6	140	48	0.01	0.26	0.23

^а Суммарное содержание обнаруженных ПАУ.

^б Суммарное содержание нафталинов (нафталина, 1-метилнафталина и 2-метилнафталина).

^в Суммарное содержание фенантронов (фенантрена, 3-метилфенантрена, 2-метилфенантрена, 9-метилфенантрена, 1-метилфенантрена).

^г Соотношение антрацен/(антрацен + фенантрена).

^д Соотношение флуорантен/(флуорантен + пирен).

^е Соотношение бенз[а]антрацен/(бенз[а]антрацен + хризен).

Метан и этан из осадков и газовых гидратов из этого сипа отнесены к термогенным газам, согласно обновленной диаграмме в координатах $C_1/(C_2+C_3)-\delta^{13}C-C_1$ [9]. Наличие разгрузки термогенного газа в виде свободного газа (пузыри, «факела» на эхограммах) и газовых гидратов вблизи поверхности дна доказывает, что газолифтинг способствовал миграции нефти к поверхности дна озера по тем же каналам, по которым поступает газ. Следует отметить, что в районе нефтепроявлений «Зеленовская», где разгрузки газа не происходит, в осадках зафиксирован лишь газ микробного происхождения ($\delta^{13}C-C_1 = (-71.6) - (-64.3)$, ‰, среднее = -69.63% ; $C_1/C_2 = 17000-109000$, среднее = 48000) [10].

Скорости всплытия чистых газовых пузырьков на оз. Байкал лежат в диапазоне от 18 до 24 см/с, а шариков нефти – от 10 до 12 см/с [11]. Анализ эхограмм и скорости всплытия пузырьков в районе сипа «Зеленсип» показывает, что в водную толщу в настоящее время идет разгрузка чистого газа, без примеси нефти. Отсутствие всплывающих шариков и пятен нефти на поверхности озера подтверждает этот вывод и свидетельствует о консервации нефти в донных отложениях, которая может быть связана со следующими причинами: или количество нефти недостаточно для свободного поступления на водную поверхность, как в районе нефтепроявления «Зеленовская» и сипа «Горевой Утес»; или скопление газовых гидратов препятствует ее прорыву в воды озера.

Отсутствие в составе исследованных образцов нефти *n*-алканов и изопреноидов указывает на высокую степень ее трансформации, очевидно, вследствие ее фракционирования в донных отложениях

и биодеградации [7, 12]. Состав битума характеризуется высоким содержанием ПАУ – от 1800 до 2200 ppm, которое сравнимо с количеством ПАУ в нефти, собранной на водной поверхности и дне озера в районе нефтепроявления «Горевой Утес», и отличается отсутствием дибенз[а, h]антрацена (≤ 0.5 ppm) и минимальным содержанием бенз[а]-пирена, обладающих канцерогенными свойствами. Последний результат имеет критическое значение при оценке нефтепроявления как природного источника ПАУ в экосистеме оз. Байкал. Следует также отметить относительно высокое содержание в битуме перилена (табл. 1) – на два порядка величины выше, чем в нефти, взятой в районе нефтепроявления «Горевой Утес» [7]. Уровень его содержания как стабильного конечного продукта превращений органического вещества в донных отложениях [13] свидетельствует, как о продолжительном пути прохождения нефти от источника ее генерации, так и о длительном накоплении в верхних слоях донных отложений. Низкое содержание нафталинов подтверждает последнее предположение, так как нафталины обладают максимальной растворимостью в воде в ряду приоритетных ПАУ и активно мигрируют в водную толщу (табл. 1, в нефти нефтепроявления «Горевой Утес» количество нафталинов оценено уровнем 330–590 ppm [7]). В составе битума идентифицирован ретен (1-метил-7-изопропилфенантрена) и его количество оценено уровнем 50–90 ppm. Ретен не встречается в морских древних нефтях Восточной Сибири и его присутствие подтверждает континентальное происхождение исследуемой нефти [14], также, как и присутствие олеанана, индикатора органического вещества высших растений. Состав биомаркерных

соединений – гопанов, в исследованных образцах битума подобен их составу в ароматико-нафтеновых нефтях, изученных в районе сипа «Горевой Утес» [3].

Представленные данные свидетельствуют о едином (с генетической точки зрения) источнике всех известных в настоящее время нефтепроявлений оз. Байкал. Присутствие олеанана позволяет относить возраст материнской толщи к осадочным отложениям не древнее позднемелового периода, для Байкала это нижний прозрачный сейсмостратиграфический олигоцен-миоценовый комплекс, степень трансформации органического вещества в котором достигает «нефтяного» окна» МК₂ [1].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Новое нефтепроявление – «Зеленсип», обнаруженное на дне оз. Байкал, идентифицировано как холодный сип с разгрузкой глубинного термогенного метана и этана, накоплением в верхнем слое донных отложений газовых гидратов и нефти. Нефть идентифицирована как битумная фракция, ее содержание в материале кернов не превышает 0,07–0,11%. Относительно высокая доля перилена в составе нефти указывает на высокую степень трансформации вследствие ее фракционирования в ходе продвижения от источника генерации и на биодеградацию, а низкое содержание нафталинов – на длительное нахождение скоплений нефти в приповерхностных донных отложениях озера. Ретен, обнаруженный в составе нефти, указывает на ее континентальное происхождение, биомаркерные соединения – гопаны, на сходство с байкальскими ароматико-нафтеновыми нефтями. Как и для нефтегазового сипа «Горевой Утес» к источнику органического вещества отнесены донные отложения байкальской впадины ранее кайнозойского возраста, расположенные в центральной глубоководной части впадины. Нефть с газом мигрирует по наклонным проницаемым осадкам вдоль склоновых гребней. Роль покрывки выполняют глинистые отложения, сцементированные газовым гидратом.

БЛАГОДАРНОСТИ

Авторы благодарны чл.-корр. РАН А.В. Каширцеву за обсуждение материалов и корректировку текста статьи.

ФИНАНСИРОВАНИЕ РАБОТЫ

Исследование выполнено в рамках проектов ЛИН СО РАН № 0279-2021-0006, анализ нефти выполнен на оборудовании ЦКП «Ультрамикроанализ», полевые работы 2019 г. и анализ газа за счет проектов JSPS KAKENHI 16H05760 (Н.М.), 20H04304 (Н.М.), и президентского гранта Института Технологий Китами (Япония).

КОНФЛИКТ ИНТЕРЕСОВ

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов, требующего раскрытия в данной статье.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Хлыстов Олег Михайлович, зав. лабораторией, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6128-708x>; WoS – А-8977-2014; Scopus – 6601969997

Изосимова Оксана Николаевна, м.н.с., ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0196-9369>

Hirotsugu Minami, PhD, prof., ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7230-7808>

Akihiro Nachikubo, PhD, prof., ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5007-2721>

Макаров Михаил Михайлович, к.г.н., зав. лабораторией, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1758-4458>

Горшков Александр Георгиевич, к.х.н., доцент, в.н.с., ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4833-810x>

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Конторович А.Э., Каширцев В.А., Москвин В.И., Бурштейн Л.М., Земская Т.И., Костырева Е.А., Калмычков Г.В., Хлыстов О.М. Нефтегазоносность отложений озера Байкал // Геология и геофизика. 2007. Т. 48. № 12. С. 1346–1357 [Kontorovich A.E., Kashirtsev V.A., Moskvina V.I., Burshtein L.M., Zemskaya T.I., Kostyreva E.A., Kalmychikov G.V., Khlystov O.M. Petroleum potential of Baikal deposits // Russian Geology and Geophysics. 2007. V. 48. P. 1046–1053. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2007.11.0045>].
2. Хлыстов О.М., Горшков А.Г., Егоров А.В., Земская Т.И., Гранин Н.Г., Калмычков Г.В., Воробьева С.С., Павлова О.Н., Якуп М.А., Макаров М.М., Москвин В.И., Грачев М.А. Нефть в озере мирового наследия // ДАН. 2007. Т. 414. № 5. С. 656–659 [Khlystov O.M., Gorshkov A.G., Egorov A.V., Zemskaya T.I., Granin N.G., Kalmychikov G.V., Vorobeyeva S.S., Pavlova O.N., Yakup M.A., Makarov M.M., Moskvina V.I., Grachev M.A. Oil in the world heritage lake // DAN. 2007. T. 414. No 5. P. 656–659 [Khlystov O.M., Gorshkov A.G., Egorov A.V., Zem-

- skaya T.I., Granin N.G., Kalmychkov G.V., Vorob'eva S.S., Pavlova O.N., Yakup M.A., Makarov M.M., Moskvina V.I., Grachev M.A.* Oil in the lake of world heritage // *Dokl. Earth Sci.* 2007. V. 415. No 1. P. 682–685. <https://doi.org/10.1134/S1028334X07050042>.
3. *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 [*Kashirtsev V.A., Kontorovich A.E., Moskvina V.I., Danilova V.P., Melenevskii V.N.* Terpanes from oil shows of Lake Baikal // *Petrol. Chemistry.* 2006. V. 46. № 4. P. 217–224. <https://doi.org/10.1134/S0965544106040013>].
 4. *Granin N.G., Aslamov I.A., Kozlov V.V., Makarov M.M., Kirillin G., McGinnis D.F., Kucher K.M., Blinov V.V., Ivanov V.G., Mizandroutsev I.B., Zhdanov A.A., Anikin A.S., Granin M.N., Gnatovsky R.Yu.* Methane hydrate emergence from Lake Baikal: direct observations, modelling, and hydrate footprints in seasonal ice cover // *Scientific Reports.* 2019. V. 9. № Art. 19361. P. 1–10. <https://doi.org/10.1038/s41598-019-55758-8>
 5. *Hachikubo A., Minami H., Yamashita S., Khabuev A., Krylov A., Kalmychkov G., Poort J., De Batist M., Chenskiy A., Manakov A., Khlystov O.* Characteristics of hydrate-bound gas retrieved at the Kedr mud volcano (southern Lake Baikal) // *Scientific Reports.* 2020. V. 10. № Art. 14747. P. 1–12. <https://doi.org/10.1038/s41598-020-71410-2>
 6. *Gorshkov A.G., Izosimova O.N., Kustova O.V.* Determination of priority polycyclic aromatic hydrocarbons in water at the trace level // *J. Anal. Chem.* 2019. V. 74. P. 771–777. <https://doi.org/10.1134/S1061934819080082>
 7. *Gorshkov A., Pavlova O., Khlystov O., Zemskaya T.* Fractioning of petroleum hydrocarbons from seeped oil as a factor of purity preservation of water in Lake Baikal (Russia) // *J. Great Lakes Research.* 2020. V. 46. P. 115–122. <https://doi.org/10.1016/j.jglr.2019.10.010>
 8. *Yunkera M.B., Macdonald R.W., Vingarzac R., Reginald H.M. Goyettee D., Sylvestre S.* PAHs in the Fraser River basin: a critical appraisal of PAH ratios as indicators of PAH source and composition // *Organic Geochemistry.* 2002. V. 33. P. 489–515. PII: S0146-6380(02)00002-5
 9. *Mil'kov A.V., Etiope G.* Revised genetic diagrams for natural gases based on a global dataset of > 20,000 samples // *Org. Geochem.* 2018. V. 125. P. 109–120.
 10. *Калмычков Г.В., Егоров А.В., Хачикубо А., Хлыстов О.М.* Углеводородные газы подводного нефтегазового проявления Горевой Утес (оз. Байкал, Россия) // *Геология и геофизика.* 2019. Т. 60. № 10. С. 1488–1495. <https://doi.org/10.15372/GiG2019110> [*Kalmychkov G.V., Egorov A.V., Hachikubo A., Khlystov O.M.* Hydrocarbon gases of the gorevoi utes Underwater oil-gas seep (Lake Baikal, Russia) // *Russian Geology and Geophysics.* 2019. V. 60. P. 1188–1194].
 11. *Макаров М.М., Муякин С.И., Кучер К.И., Асламов И.А., Гнатовский Р.Ю., Гранин Н.Г.* Пузырьковые выходы газа на дне озера Байкал: эхолокационное наблюдение и оценка потока метана, связь этого потока с высотой газовых факелов // *Фундаментальная и прикладная гидрофизика.* 2016. Т. 9. № 3. С. 32–41.
 12. *Pavlova O.N., Izosimova O.N., Chernitsyna S.M., Ivanov V.G., Pogodaeva T.V., Khabuev A.V., Gorshkov A.G., Zemskaya T.I.* Anaerobic oxidation of petroleum hydrocarbons in enrichment cultures from sediments of the Gorevoy Utes natural oil seep under methanogenic and sulfate-reducing conditions // *Microbial Ecology.* 2021. <https://doi.org/10.1007/s00248-021-01802-y>
 13. *Халиков И.С.* Перилен в донных отложениях Баренцева и Карского морей – Наука и образование в XXI веке: по материалам международной научно-практической конференции 31 июля 2017 г. // *Вестник научных конференций.* 2017. № 7–2 (23). Часть 2. С. 113–115.
 14. *Каширцев В.А.* Геология и органическая геохимия осадочных бассейнов Восточной Сибири. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2015. 159 с.