

УГЛЕВОДОРОДНЫЕ ГАЗЫ ПОДВОДНОГО НЕФТЕГАЗОВОГО ПРОЯВЛЕНИЯ ГОРЕВОЙ УТЕС (оз. Байкал, Россия)

Г.В. Калмычков¹, А.В. Егоров², А. Хачикубо³, О.М. Хлыстов⁴

¹Институт геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН, 664033, Иркутск, Фаворского, 1а, Россия

²Институт океанологии им. П.П. Ширшова РАН, 117997, Москва, Нахимовский просп., 36, Россия

³Kitami Institute of Technology, 165 Koen-cho, Kitami 090-8507, Japan

⁴Лимнологический институт СО РАН, 664033, Иркутск, Улан-Баторская, 3, Россия

Изучен компонентный и изотопный составы углеводородных газов (УВГ) подводного нефтегазового проявления Горевой Утес (оз. Байкал), где происходит одновременная разгрузка газа и нефти со дна озера. Установлено, что УВГ представлены в основном метаном термогенного происхождения ($\delta^{13}\text{C}-\text{C}_1 = -53.9\text{‰} \dots -38.8\text{‰}$; $\delta^{13}\text{C}-\text{C}_2 = -23.4 \div -33.3\text{‰}$). Вместе с тем он характеризуется невысокой примесью C_{2+} , лишь в единичных случаях достигающих 10 %. В целом C_1/C_{2+} лежит в пределах от 9 до 2700, со средним значением 807, что не характерно для чисто нефтяных газов. Сделано предположение, что на компонентный состав углеводородных газов в осадках нефтегазового проявления влияет дегазация нефти в процессе ее высачивания на поверхность дна. Снижению концентрации C_{2+} также способствуют вторичные процессы, в первую очередь молекулярное фракционирование газа при его перемещении в верхние горизонты осадка и анаэробная биодegradация гомологов метана.

Углеводородные газы, метан, нефть, оз. Байкал.

HYDROCARBON GASES OF THE GOREVOI UTES UNDERWATER OIL-GAS SEEP (Lake Baikal, Russia)

G.V. Kalmychkov, A.V. Egorov, A. Hachikubo, and O.M. Khlystov

We investigated the molecular and stable isotope compositions of hydrocarbon gases of the Gorevoi Utes oil-gas seep (Lake Baikal) characterized by a simultaneous discharge of oil and gas from the lake floor. It has been found that these hydrocarbon gases are mostly thermogenic methane ($\delta^{13}\text{C}-\text{C}_1 = -53.9$ to -38.8‰ ; $\delta^{13}\text{C}-\text{C}_2 = -23.4$ to -33.3‰). At the same time, the gases have a minor amount of C_{2+} , seldom reaching 10%. The C_1/C_{2+} value varies from 9 to 2700, with the average value being 807, which is atypical of petroleum hydrocarbons. We suggest that degassing of oil leaking to the lake floor affects the molecular composition of such gases. Some secondary processes, primarily molecular fractionation of gas during its migration into the subsurface sediments and anaerobic biodegradation of methane homologues, contribute to the decrease in C_{2+} content.

Hydrocarbon gases, methane, oil, Lake Baikal

ВВЕДЕНИЕ

Естественные выходы газа на Байкале широко распространены по всей акватории озера как в мелководной, так и глубоководной его части [Гранин, Гранина, 2002; Исаев и др., 2002; Granin et al., 2010]. Известны также подводные высачивания нефти, которые сосредоточены у юго-восточного побережья Байкала напротив устья рек Стволовая, Большая и Малая Зеленовская. Летом присутствие нефти здесь маркируется нефтяными пленками на поверхности воды, а весной — пятнами нефти на льду. Эти нефтепроявления подробно изучены [Конторович и др., 1989, 2007; Каширцев и др., 2006]. При эхолотировании дна озера в этом районе акустических аномалий в виде газовых «факелов» нами не обнаружено.

В 2005 г. в Центральной котловине Байкала (глубина воды порядка 900 м) на поверхности воды были обнаружены многочисленные нефтяные пятна диаметром до 1 м, образующиеся при растекании всплывающих капель нефти. На экране эхолота четко фиксировалась подводная акустическая аномалия высотой до 500 м. Пробы воды, отобранные в области факела, имели высокую концентрацию метана, что доказало его газовую природу. Таким образом, на Байкале впервые обнаружен район, где со дна озера одновременно происходит разгрузка нефти и газа. Новое нефтегазовое проявление получило название «Горевой Утес».

В дальнейшем этот объект был всесторонне исследован, в том числе и с использованием глубоководных обитаемых аппаратов (ГОО) «Мир». Получены первые данные по изотопным характеристикам

метана [Калмычков и др., 2006]. Проведено изучение состава нефти [Конторович и др., 2007; Хлыстов и др., 2007] и биоты [Хлыстов и др., 2009; Ломакина и др., 2014].

В данном сообщении приведены результаты исследования углеводородных газов (УВГ) этого уникального для Байкала района.

РАЙОН РАБОТ И МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ

Подводное нефтегазовое проявление Горевой Утес расположено на склоне восточного берега Средней котловины Байкала (рис. 1) на траверсе мыса Горевой Утес на глубине 870—920 м [Хлыстов и др., 2007; Granin et al., 2010].

Строение дна в этом районе Байкала подробно изучено геофизическими методами [Хлыстов и др., 2007]. Согласно полученным данным, никаких морфологически выраженных структур, за исключением оползня, внутри которого находился отдельно стоящий холм высотой до 10 м и диаметром 50 м, обнаружено не было. В районе холма наблюдались газовые факелы. При изучении нефтегазового проявления с использованием ГОА «Мир» (2008—2009 гг.) на дне озера были найдены многочисленные битумные постройки конусообразной формы высотой до 1 м и диаметром до 1.5 м [Хлыстов и др., 2009; Sagalevich, Rimskiy-Korsakov, 2009]. На некоторых из них шла одновременная разгрузка нефти и газа (действующие постройки). Пузырьковая разгрузка газа наблюдалась также и на ровном дне как вблизи битумных построек, так и в удалении от них, часто образуя газовые поля [Хлыстов и др., 2009].

На основании геофизических данных сделано предположение, что нефть формируется не в районе нефтегазового проявления, а в осадках средней части Байкала и мигрирует в направлении восточного борта до проницаемой зоны разломов, где и происходит ее разгрузка [Хлыстов и др., 2007].

Термобарические условия на нефтегазовом проявлении Горевой Утес ($T = 3.3\text{ }^{\circ}\text{C}$, $P \approx 90\text{ атм}$) благоприятны для образования газовых гидратов (ГГ), а в местах разгрузки газа, где поровые воды насыщены метаном, формирование ГГ в осадках неизбежно и, действительно, эти соединения были обнаружены [Khlystov et al., 2013].

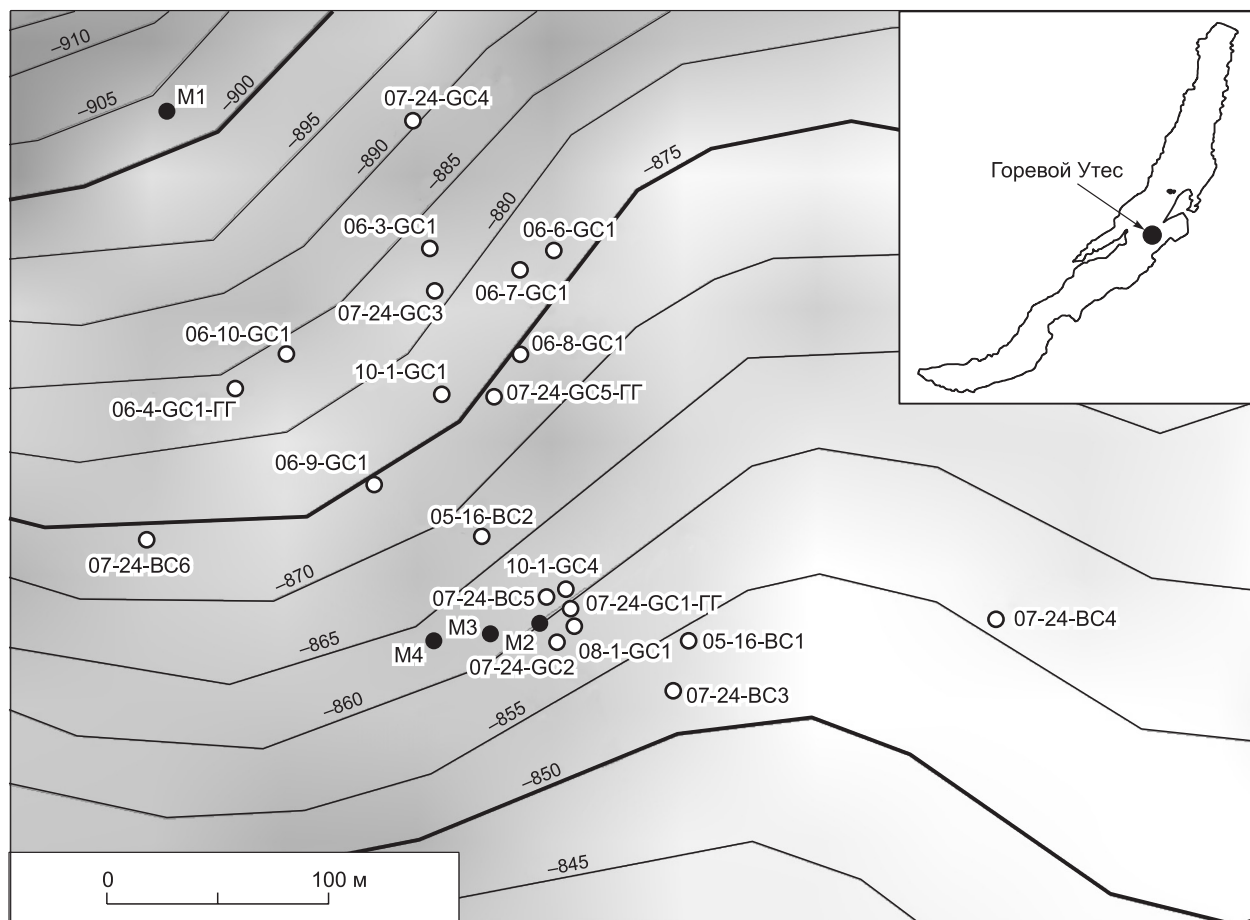


Рис. 1. Схема опробования газа из осадков нефтегазового проявления Горевой Утес.

Работы велись на полигоне размером 400×400 м (см. рис. 1) в основном с борта НИС «Г.Ю. Верещагин». Отбор осадка проводили гравитационной (ГС) донной трубкой (длина керна до 5 м) и трубкой типа «Бентос» (ВС), которая дает возможность получать керны с ненарушенным верхним слоем (длина керна до 1.5 м). Два керна отобраны штатным оборудованием ГОА «Мир» (длина керна до 20 см). Во время погружения глубоководных аппаратов были также собраны пузырьки газа, которые выделялись на плоском дне и из действующей битумной постройки. Для отбора и транспортировки на поверхность пузырьков газа использовали специальную ловушку [Егоров и др., 2010]. Координаты точки опробования определяли в момент отрыва донной трубки от грунта.

Определение УВГ в осадке проводили методом парофазового анализа (Head-Space Analysis) [Большаков, Егоров, 1987]. Концентрации УВГ были измерены на хроматографе «ЭХО-ПИД» с пламенно-ионизационным детектором (2-метровая насадочная колонка с внутренним диаметром 2 мм; сорбент — Porapak, режим изотермический, $T = 100\text{ }^{\circ}\text{C}$).

Основные измерения $\delta^{13}\text{C}$ проводили в лаборатории изотопно-аналитических методов Института геологии и минералогии СО РАН на масс-спектрометре Finnigan MAT 253, снабженном хроматографом GC Trace (капиллярная колонка Agilent Poraplot Q, 30 м, 0.32 мм, постоянный поток гелия, $T = 30\text{ }^{\circ}\text{C}$). Ошибка определения $\delta^{13}\text{C}$ составила 0.5 ‰. Ряд образцов был проанализирован по методике, описанной в работе [Калмычков и др., 2006]. Для изотопных исследований использовали образцы газа с концентрацией метана > 0.5 %.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Состав и изотопные характеристики углеводородных газов и ГГ из осадков нефтегазового проявления Горево Утес приведены в таблице. Основным компонентом газа является метан (C_1). Содержание гомологов C_2 — C_4 (C_{2+}) в образцах газа из кернов, отобранных донными трубками, варьирует от 0.04 до 1.22 %. Для ГГ характерны концентрации C_{2+} , изменяющиеся в интервале 0.12—0.70 %, для пузырьков газа, выделяющихся из действующей битумной постройки (М4) и на плоском дне (М3), содержания составляют 0.81 и 0.44 % соответственно. Несколько выше (2.14 %) содержание C_{2+} в газе из керна М1 (см. таблицу).

На фоне этих, в целом невысоких концентраций C_{2+} выделяется газ из керна М2, где содержание C_{2+} составляет 10.3 %. Однако результаты анализа данного образца не отражают истинный состав газа, растворенного в поровых водах, поскольку в соответствующем керне присутствовало большое количество нефти (визуальная оценка). В результате избежать попадания нефти в сосуд для проведения анализа методом Head-Space не удалось. В итоге определялся состав смеси газа, растворенного в поровых водах и нефти. Результаты анализа компонентного состава образца М2 для дальнейших построений не использовались.

Компонентный состав газа, растворенного в поровых водах, крайне неоднороден. В некоторых образцах гомологи метана представлены только этаном, часть проб газа наряду с этаном содержит *i*-бутан и/или пропан и лишь примерно в трети образцов зафиксированы гомологи от этана до *n*-бутана включительно (см. таблицу). Большинство таких образцов газа было отобрано в кернах, где присутствовали примазки нефти. Суммарная концентрация пропана и бутана (C_{3+}) в них была выше, чем этана. В осадке, где примазок нефти обнаружено не было, содержание гомологов метана уменьшается с ростом их молекулярной массы, как это наблюдается, например, в образце газа, отобранного в керне 06-7-ГС-1 (см. таблицу).

Среднее значение $\delta^{13}\text{C}$ метана нефтегазового проявления (газ, растворенный в поровых водах, ГГ, пузыри газа) составляет $-44.86\text{ }‰$ (мин. $-53.90\text{ }‰$; макс. $-38.84\text{ }‰$), а $\delta^{13}\text{C}$ этана варьирует в диапазоне $-23.4\text{ }‰$ ÷ $-33.3\text{ }‰$ (среднее = $-28.3\text{ }‰$) (см. таблицу). Газ с такими значениями $\delta^{13}\text{C}$ метана и этана классифицируется как термогенный [Whiticar, 1999; Milkov, 2005] и может образоваться на глубинах порядка 2—3 км, т. е. в главной зоне нефтеобразования [Конторович и др., 2007]. На Байкале газ с аналогичными изотопными характеристиками обнаружен также в осадках Посольской Банки [Калмычков и др., 2017].

Следует отметить, что в районе нефтепроявлений у юго-восточного побережья Байкала (устье рек Стволовая, Большая и Малая Зеленевская), где разгрузки газа не происходит, в осадках зафиксирован лишь газ микробного происхождения ($^{13}\delta\text{C}$ — $\text{C}_1 = -71.6\text{ }‰$ ÷ $-64.3\text{ }‰$, среднее = $-69.63\text{ }‰$; $\text{C}_1/\text{C}_2 = 17000\text{ } \dots 109000$, среднее = 48000).

На диаграмме Б. Бернарда [Bernard et al., 1976], которая позволяет проводить генетическую типизацию метана, большинство исследованных образцов газа попадает в поле геометрически расположенное выше области термогенного метана (рис. 2). Столь низкое содержание C_{2+} не типично для газа, ассоциированного с нефтью. В нефтяной залежи газ может находиться в свободном состоянии (газовая шапка) и/или быть растворенным в нефти, и такой газ всегда характеризуется высоким содержанием гомологов метана [Справочник..., 1998].

**Состав и изотопные характеристики углеводородных газов
из осадков нефтегазового проявления Горевой Утес**

№ п/п	№ пробы	Состав УВГ, об.%					C ₁ /C ₂	C ₁ /C ₂₊	δ ¹³ C—C ₁	δ ¹³ C—C ₂
		C ₁	C ₂	C ₃	и-C ₄	н-C ₄			‰	
1	05-16 BC1 (35)	99.100	0.130	0.293	0.298	0.179	760	110	-44.23	—
2	05-16 BC2 (45)	98.781	0.842	0.199	0.118	0.060	117	81	-43.7	-23.4
3	06-3-GC1 (200-210)	99.335	0.241	0.190	0.179	0.055	412	149	-38.8	—
4	06-4-GC1 (30-40)	99.151	0.728	0.098	0.014	0.008	136	117	-42.4	—
5	06-4-GC1-ГГ (40-42)	99.759	0.232	0.005	0.002	0.001	429	414	-44.5	—
6	06-4-GC1-ГГ (42-44)	99.714	0.244	0.020	0.014	0.006	408	349	-44.3	—
7	06-6 -GC1 (190-200)	99.916	0.084	—	—	—	1199	—	-48.3	—
8	06-7-GC-1 (235-245)	99.620	0.376	0.003	0.001	—	265	262	-41.2	—
9	06-8-GC1 (210-220)	99.853	0.147	0.001	—	—	681	678	-46.9	—
10	06-9-GC1 (130-140)	99.757	0.090	0.076	0.031	—	1113	507	-45.3	—
11	06-9-GC1 (240-260)	99.733	0.114	0.076	0.031	0.046	878	373	-46.9	—
12	06-10-GC1 (210-220)	99.963	0.036	0.001	—	—	2755	2717	-40.8	—
13	07-24-BC1 (100-110)	99.924	0.075	—	—	—	1340	—	-52.2	—
14	07-24-BC3 (80-90)	99.894	0.061	0.040	0.004	—	1628	944	-41.8	—
15	07-24-BC5 (50-63)	99.947	0.053	—	—	—	1897	—	-53.9	—
16	07-24-BC6 (17-27)	99.878	0.122	—	—	—	821	—	-48.1	—
17	07-24-GC1 (22-24)	99.293	0.276	0.229	0.117	0.084	445	185	-42.3	-26.2
18	07-24-GC1-ГГ (25-35)	99.461	0.223	0.171	0.086	0.058	359	140	-42.3	-27.3
19	07-24-GC2 (40-48)	99.848	0.110	0.042	—	—	905	657	-43.6	—
20	07-24-GC2-ГГ(80-95)	99.872	0.128	—	—	—	778	—	-42.4	-29.2
21	07-24-GC2 (120-130)	99.914	0.078	0.008	—	—	1283	1164	-43.8	—
22	07-24-GC3 (40-50)	99.921	0.079	—	—	—	1270	—	-51.5	—
23	07-24-GC3 (1145-155)	99.843	0.146	0.011	—	—	685	637	-43.8	—
24	07-24-GC3 (280-290)	99.356	0.105	0.221	0.258	0.060	950	154	-40.4	—
25	07-24-GC4 (140-150)	99.955	0.045	—	—	—	2230	—	-49.9	—
26	07-24-GC4 (240-250)	99.952	0.048	—	—	—	2063	—	-46.8	—
27	07-24-GC4 (290-300)	99.937	0.060	0.004	—	—	1668	1575	-44.6	26.0
28	07-24-GC5-ГГ (132-140)	99.878	0.115	0.007	—	—	868	821	-46.6	—
29	07-24-GC5-ГГ (140-170)	99.879	0.112	0.009	—	—	894	827	-45.2	—
30	08-1-GC1 (58-60)	99.917	0.083	—	—	—	1209	—	-50.9	—
31	08-1-GC1 (118-120)	99.833	0.167	—	—	—	598	—	-47.2	—
32	08-1-GC1 (313-315)	99.653	0.208	0.139	—	—	478	287	-40.4	—
33	M1 (14-16)	97.860	0.385	0.572	0.668	0.515	254	46	-43.3	-33.3
34	M2 (14-16)	89.699	0.847	3.266	3.454	2.734	106	9	-42.2	-29.5
35	M3	99.564	0.181	0.145	0.080	0.030	551	228	-43.7	-32.1
36	M4	99.189	0.332	0.221	0.123	0.136	299	122	-40.9	-28.2

Примечание. В скобках приведены интервалы опробования (см) для образцов газа, растворенного в поровых водах и ГГ. Образцы № 1—12 проанализированы по методике, описанной в работе [Калмычков и др., 2006]. M1 — рейс ГОА «МИР-2» 17.08.09, Трубка 1. Осадок отобран на плоском дне. M2 — рейс ГОА «МИР-2» 17.08.09, Трубка 2. Осадок отобран в непосредственной близости от действующей битумной постройки. M3 — рейс ГОА «МИР-2» 19.08.09. Пузыри газа, выделяющиеся на плоском дне. M4 — рейс ГОА «МИР-2» 20.08.09. Пузыри газа, выделяющиеся из действующей битумной постройки.

В осадках нефтегазового проявления Горевой Утес газ с низким содержанием C₂₊ может образоваться в результате дегазации нефти при высачивании на поверхность дна. При перемещении нефти в верхние горизонты осадка за счет снижения давления всегда будет выделяться газ, обогащенный метаном, который по сравнению с гомологами имеет наименьшую растворимость в нефти. Отделившийся газ существует как самостоятельная фаза, что подтверждается наличием пузырьковой разгрузки со дна озера, а также частично растворяется в поровых водах. Перемещение газа может происходить отдельно от нефти или совместно с ней.

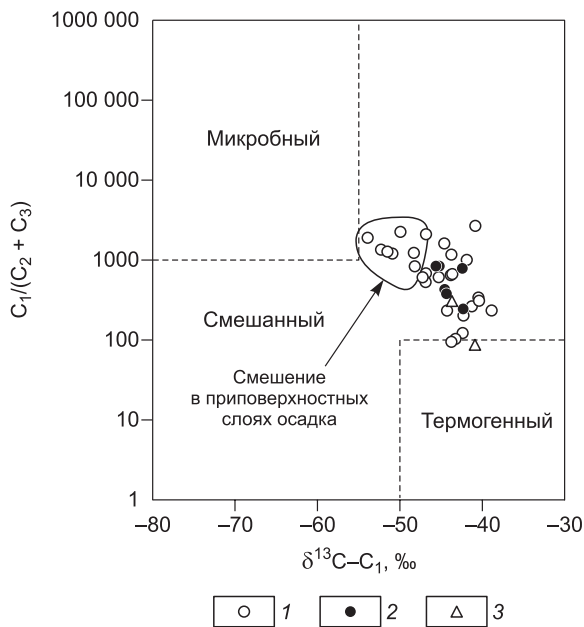


Рис. 2. Генетическая характеристика метана из осадков нефтегазового проявления Горевой Утес, по [Bernard et al., 1976].

1 — газ, растворенный в поровых водах; 2 — газовые гидраты; 3 — пузыри газа.

Такой сценарий отчасти объясняет низкое содержание гомологов метана и высокую неоднородность компонентного состава C_{2+} . Однако низкое содержание гомологов метана в термогенном газе может быть обусловлено рядом вторичных процессов, таких как смешение термогенного газа с микробным, молекулярное фракционирование при перемещении, приводящее к сегрегации C_{2+} , и анаэробная биодegradация гомологов метана. Эти процессы реализуются во многих газовых системах, где происходит разгрузка термогенного газа. Например, в наземных грязевых вулканах [Etiope et al., 2009].

Смешение термогенного метана с микробным, который образуется на меньших глубинах, приводит к снижению концентрации C_{2+} и значения $\delta^{13}C-C_1$ в смеси. Этот процесс протекает на всем пути миграции термогенного газа от источника к поверхности дна. На Байкале интенсивное образование метана начинается уже в самых верхних, приповерхностных слоях осадка [Намсараев и др., 1995]. Поэтому газ, отобранный в верхних горизонтах исследованных кернов, загрязнен микробным метаном, что иллюстрируют данные, приведенные на рис. 3. Видно, что за счет смешения восходящего потока термогенного газа с образующимся в верхних горизонтах осадка микробным метаном происходит увеличение отношения C_1/C_2 и снижение значения $\delta^{13}C-C_1$. Образцы газа с нижних интервалов загрязнены микробным метаном в меньшей степени и несут ценную информацию о свойствах газов, существующих на глубоких горизонтах донных отложений. Таким образом, можно утверждать, что смешение не оказывает существенного влияния на свойства исходного газа, о чем свидетельствуют характерные для термогенного метана значения $\delta^{13}C$ в образцах, отобранных на нижних интервалах исследованных кернов (см. таблицу).

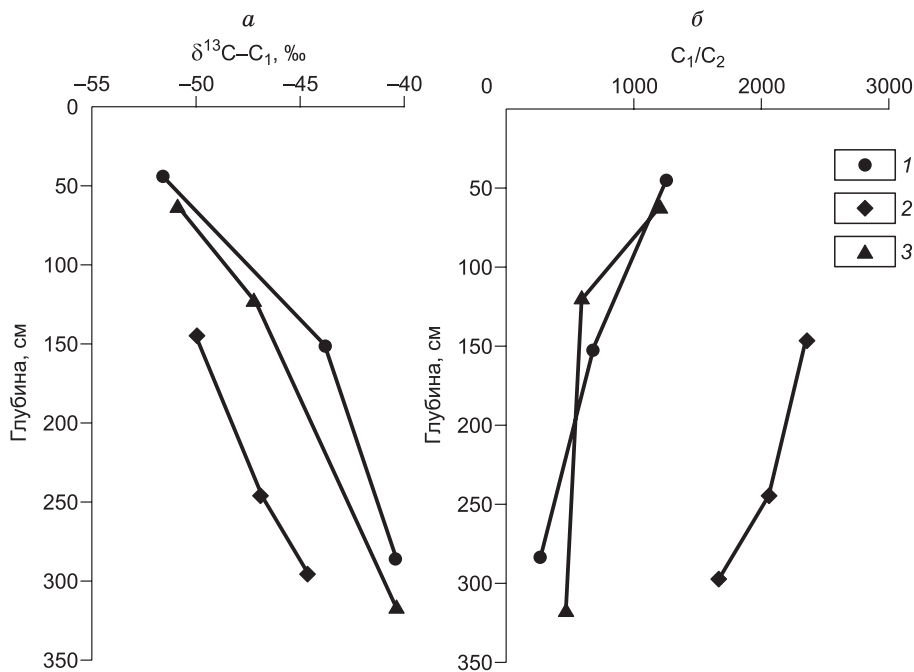


Рис. 3. Изменение $\delta^{13}C-C_1$ (а) и отношения C_1/C_2 (б) с глубиной осадка.

1 — 07-24-GC3; 2 — 07-24-GC4; 3 — 08-1-GC1.

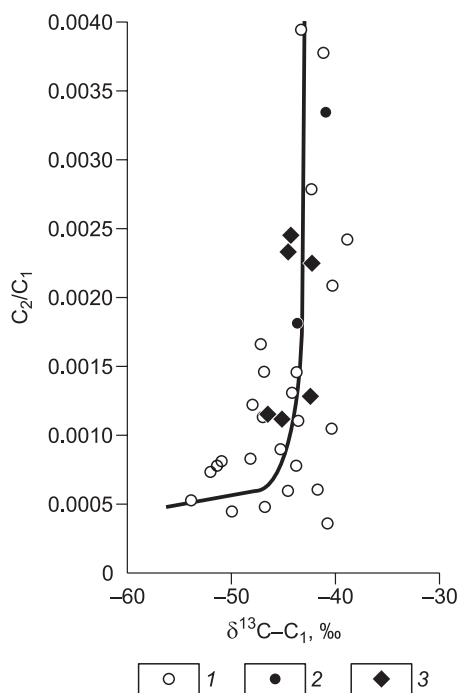


Рис. 4. Диаграммы в координатах C_2/C_1 — $\delta^{13}C-C_1$, по [Prinzhofer, Pernaton, 1997].

1 — газ, растворенный в поровых водах; 2 — пузыри газа; 3 — газовые гидраты.

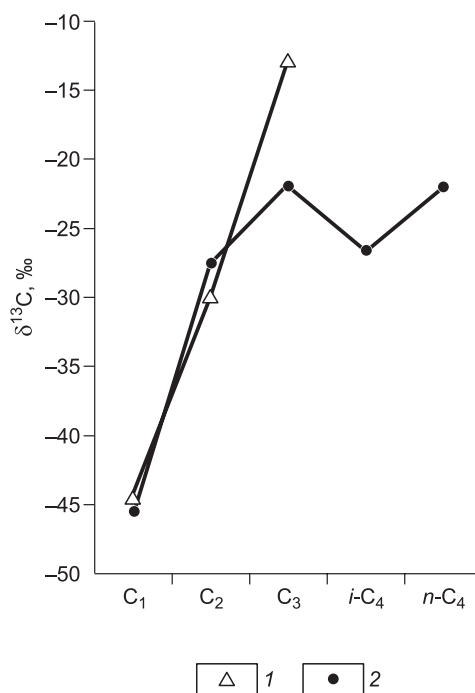


Рис. 5. $\delta^{13}C$ гомологов метана.

1 — газ, растворенный в поровых водах (станция 10-1-GC1); 2 — гидратный газ (станция 10-1-GC4).

Молекулярное фракционирование при перемещении газа от источника в придонные горизонты осадка может приводить к снижению концентрации гомологов метана. При этом значение $\delta^{13}C-C_1$ не претерпевает существенных изменений. Смещение и молекулярное фракционирование протекают, как правило, одновременно. Какой процесс является преобладающим, можно определить с помощью схемы, предложенной авторами работы [Prinzhofer, Pernaton, 1997], которая основана на анализе зависимости C_2/C_1 от $\delta^{13}C-C_1$. В случае смешения термогенного и микробного метана наблюдается практически линейная связь между отношением C_2/C_1 и значением $\delta^{13}C-C_1$, если же преобладающим процессом является молекулярное фракционирование, приводящее к удалению C_{2+} , то зависимость между этими параметрами описывается выпуклой кривой.

Наши данные показывают, что линейная связь между C_2/C_1 и $\delta^{13}C-C_1$ отсутствует и наблюдается практически вертикальный тренд C_2/C_1 (рис. 4), это свидетельствует о том, что основную роль в формировании компонентного состава углеводородных газов нефтегазового проявления Горевой Утес играет молекулярное фракционирование при перемещении газа в верхние горизонты осадка. Высокая неоднородность компонентного состава C_{2+} , на наш взгляд, связана с молекулярным фракционированием при миграции газа от расположенных на различных глубинах локальных участков, где он отделяется от нефти.

Снижение влажности термогенного газа может быть связано и с анаэробной биодеградацией гомологов метана, в результате которой происходит предпочтительное удаление *n*-алканов (пропан, *n*-бутан и т.д.) [James, Burns, 1984; Pallasser, 2000; Katz et al., 2002; Vandr  et al., 2007; Huang, Larter, 2014]. При этом микробное сообщество в меньшей степени затрагивает метан и этан.

В газе, не подверженном бактериальной переработке, происходит монотонное увеличение значения $\delta^{13}C$ в ряду метан—*n*-бутан. При бактериальном разложении *n*-алканов остаточные компоненты обогащаются изотопом ^{13}C [James, Burns, 1984] и соответствующая зависимость нарушается. В результате кривая графика становится изломанной, что и является индикатором наличия процессов биодегградации УВГ.

$\delta^{13}C$ гомологов метана из-за их низких концентраций в газе из осадков нефтегазового проявления удалось измерить только в единичных образцах и ГГ. Измерения проведены А. Хачикубо по методике, описанной в работе [Nachikubo et al., 2015], позволяющей определить значение $\delta^{13}C$ при концентрациях гомологов <0.1 % относительно метана.

Результаты измерений $\delta^{13}\text{C}$ гомологов метана (рис. 5) показывают, что пропан и *n*-бутан аномально обогащены изотопом ^{13}C относительно этана и *i*-бутана. Это является свидетельством активной биодеградации *n*-алканов в осадках нефтегазового проявления.

Примечательно, что значение $\delta^{13}\text{C}\text{—C}_3$ в газе, растворенном в поровых водах, существенно выше, чем в гидратном газе (-12.8 ‰ и -21.9 ‰ соответственно). Станции опробования газа, растворенного в поровых водах (10-1-GC1) и ГГ (10-1-GC4), находятся на расстоянии примерно 100 м друг от друга. Маловероятно, что различие изотопного состава углерода пропана на этих станциях связано с неравномерным распределением в осадках микроорганизмов, ответственных за биодеградацию алканов. Очевидно, причиной является различная мощность восходящего потока газа на этих станциях. При высоких потоках газа степень бактериальной переработки углеводородных газов будет ниже, поскольку микробное сообщество не успевает переработать большое количество углеводородов. Поэтому значение $\delta^{13}\text{C}\text{—C}_3$ в ГГ, для образования которых необходима высокая концентрация метана в поровых водах, т.е. высокий поток газа снизу, существенно ниже, чем $\delta^{13}\text{C}\text{—C}_3$ в газе, растворенном в поровых водах.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Изучен компонентный и изотопный составы углерода УВГ подводного нефтегазового проявления Горевой Утес, где одновременно происходит разгрузка нефти и газа.

На основании полученных данных установлено, что метан в осадках этого района Байкала имеет термогенное происхождение. Вместе с тем он имеет низкую примесь C_{2+} , что не характерно для газа, ассоциированного с нефтью. Сделано предположение, что такой газ образуется при дегазации нефти в процессе высачивания на поверхность дна.

Дополнительно к снижению содержания C_{2+} приводит ряд вторичных процессов, в первую очередь молекулярное фракционирование при перемещении газа в приповерхностные слои осадка. Определенный вклад в формирование компонентного состава УВГ вносит и анаэробная биодеградация гомологов метана.

Исследование проведено в рамках выполнения государственного задания по проекту ИГХ СО РАН IX.127.1.2. (0350-2019-0004), а также проектов ЛИН СО РАН № 0345-2019-0007 и № 26303021 Японского общества содействия развитию науки (JSPS).

ЛИТЕРАТУРА

Большаков А.М., Егоров А.В. Об использовании методики фазово-равновесной дегазации при газометрических исследованиях в акваториях // *Океанология*, 1987, т. 37, № 5, с. 861—862.

Гранин Н.Г., Гранина Л.З. Газовые гидраты и выходы газов на Байкале // *Геология и геофизика*, 2002, т. 43 (7), с. 629—637.

Егоров А.В., Нигматулин Р.И., Римский-Корсаков Н.А., Рожков А.Н., Сагалевич А.М., Черняев Е.С. Разрушение глубоководных метановых пузырей // *Океанология*, 2010, т. 50, № 4, с. 505—514.

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 // *ДАН*, 2006, т. 411, № 5, с. 672—675.

Калмычков Г.В., Покровский Б.Г., Хачикубо А., Хлыстов О.М. Геохимические характеристики метана из осадков подводной возвышенности Посольская Банка // *Литология и полезные ископаемые*, 2017, № 2, с. 121—129.

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

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—1356.

Ломакина А.В., Погодаева Т.В., Морозов И.В., Земская Т.И. Микробные сообщества зоны разгрузки газонефтесодержащих флюидов ультрапресного озера Байкал // *Микробиология*, 2014, т. 83, № 3, с. 355—365.

Намсараев Б.Б., Дулов Л.Е., Соколова Е.Н., Земская Т.И. Бактериальное образование метана в донных осадках озера Байкал // *Микробиология*, 1995, т. 64, № 3, с. 411—417.

Справочник по геохимии нефти и газа / Ред. С.Г. Неручев. СПб., Недра, 1998, 576 с.

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.

Хлыстов О.М., Земская Т.И., Ситникова Т.Я., Механикова И.В., Кайгородова И.А., Горшков А.Г., Тимошкин О.А., Шубенкова О.В., Черницына С.М., Ломакина А.В., Лихошвай А.В., Сагалевич А.М., Москвин В.И., Пересыпкин В.И., Беляев Н.А., Слипенчук М.В., Тулохонов А.К., Грачев М.А. Донные битумные постройки и населяющая их биота по данным обследования озера Байкал с глубоководных обитаемых аппаратов «Мир» // ДАН, 2009, т. 428, № 5, с. 682—685.

Bernard B.V., Brooks J.M., Sackett W.M. Natural gas seepage in the Gulf of Mexico // *Earth Planet. Sci. Lett.*, 1976, v. 31, № 1, p. 48—54.

Etiope G., Feyzullayev A., Baciu C.L. Terrestrial methane seeps and mud volcanoes: A global perspective of gas origin // *Mar. Pet. Geol.*, 2009, v. 26, № 3, p. 333—344.

Granin N.G., Makarov M.M., Kucher K.M., Gnatovsky R.Y. Gas seeps in Lake Baikal—detection, distribution, and implications for water column mixing // *Geo-Mar. Lett.*, 2010, v. 30, № 3—4, p. 399—409.

Hachikubo A., Yanagawa K., Tomaru H., Lu H., Matsumoto R. Molecular and isotopic composition of volatiles in gas hydrates and in sediment from the Joetsu Basin, eastern margin of the Japan Sea // *Energies*, 2015, v. 8, № 6, p. 4647—4666; doi:10.3390/en8064647.

Huang H., Larter S. Secondary microbial gas formation associated with biodegraded oils from the Liaohe Basin, NE China // *Org. Geochem.*, 2014, v. 68, p. 39—50.

James A.T., Burns B.J. Microbial alteration of subsurface natural gas accumulations // *Am. Assoc. Pet. Geol. Bull.*, 1984, v. 68, p. 957—960.

Katz B.J., Narimanov A., Huseinzadeh R. Significance of microbial processes in gases of the South Caspian basin // *Mar. Pet. Geol.*, 2002, v. 19, p. 783—796.

Khlystov O., De Batist M., Shoji H., Hachikubo A., Nishio S., Naudts L., Poort J., Khabuev A., Belousov O., Manakov A., Kalmychkov G. Gas hydrate of Lake Baikal: Discovery and varieties // *J. Asian Earth Sci.*, 2013, v. 62, p. 162—166.

Milkov A.V. Molecular and stable isotope compositions of natural gas hydrates: A revised global dataset and basic interpretations in the context of geological settings // *Org. Geochem.*, 2005, v. 36, p. 681—702.

Pallasser R.J. Recognising biodegradation in gas/oil accumulations through the $\delta^{13}\text{C}$ compositions of gas components // *Org. Geochem.*, 2000, v. 31, p. 1363—1373.

Prinzhofer A., Pernaton E. Isotopically light methane in natural gas: bacterial imprint or diffusive fractionation? // *Chem. Geol.*, 1997, v. 142, p. 193—200.

Sagalevich A.M., Rimskiy-Korsakov N.A. MIR submersibles explore the bottom of Russia's Lake Baikal // *Sea Technol.*, 2009, v. 50, № 12, p. 15—19.

Vandré C., Cramer B., Gerling P., Winsemann J. Natural gas formation in the western Nile delta (Eastern Mediterranean): Thermogenic versus microbial // *Org. Geochem.*, 2007, v. 38, p. 523—539.

Whiticar M.J. Carbon and hydrogen isotope systematics of bacterial formation and oxidation of methane // *Chem. Geol.*, 1999, v. 161, p. 291—314.

*Рекомендована к печати 21 марта 2019 г.
А.Э. Конторовичем*

*Поступила в редакцию
20 ноября 2018 г.*