

**ЕСТЕСТВЕННЫЙ ВЫХОД НЕФТИ В ПОЙМЕ р. АМГА
(Сибирская платформа)**

А.Ф. Сафронов, О.Н. Чалая, И.Н. Зуева, А.Р. Александров

Институт проблем нефти и газа СО РАН, 677980, Якутск, ул. Октябрьская, 1, Россия

В пойме среднего течения р. Амга (Сибирская платформа), в зоне выхода на дневную поверхность среднекембрийских отложений, выявлен естественный выход нефти. Отличительной особенностью состава насыщенных УВ данного нефтепроявления является отсутствие биомаркеров ряда 12- и 13-метилалканов, наличием которых характеризуются нефти венд-кембрийских отложений Непско-Ботуобинской НГО. По этому признаку изученное поверхностное нефтепроявление обнаруживает сходство со среднекембрийской нефтью из гидрогеологических скважин (1-П и 1-Т), ранее пробуренных ниже по течению р. Амга.

Естественный выход нефти, химико-битуминологические исследования, хлороформенные битумоиды, 12- и 13-метилалканы.

**A NATURAL OIL SEEP IN THE FLOODPLAIN OF THE AMGA RIVER
(Siberian Platform)**

A.F. Safronov, O.N. Chalaya, I.N. Zueva, and A.R. Aleksandrov

A natural oil seep has been revealed in the floodplain of the middle stream of the Amga River, in zone of the exposure of Middle Cambrian sediments. A distinctive feature of saturated hydrocarbons of this oil is the absence of biomarkers of the series 12- and 13-methylalkanes, biomarkers that are present in oils of the Vendian–Cambrian deposits of the Nepa–Botuobian petroliferous province. In this feature the studied seep oil is similar to the Middle Cambrian oil from hydrogeologic wells (1-P and 1-T) drilled earlier downstream of the Amga River.

Natural oil seep, chemical-bitumen analysis, chloroform-extracted bitumens, 12- and 13-methylalkanes

ВВЕДЕНИЕ

В ряде гидрогеологических скважин (1-Т и 1-П) на глубинах 83 и 282 м соответственно, пробуренных в 70—80-х годах прошлого столетия по правобережью р. Амга, были вскрыты нефтенасыщенные доломиты танхайской свиты среднекембрийского возраста (рис. 1). Было сделано предположение о присутствии в этом районе нефтяной залежи, которой дано условное название Бологурская [Каширцев и др., 2004].

Неглубокое залегание нефтенасыщенных доломитов побудило провести планомерное изучение территории на предмет обнаружения естественного выхода нефти на дневную поверхность. И эти поиски увенчались успехом в 2012 г. — в 60 км выше по течению р. Амга от скв. 1-П на левобережной пойме было выявлено нефтепроявление на дневной поверхности. Это нефтепроявление представляет собой единичные проявления окисленной нефти (рис. 2) диаметром до 30—40 см, нефтяные налеты в русловом галечнике и пленки нефти на воде размером 40 × 100 м.

МАТЕРИАЛ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Материалом исследований послужил нефтенасыщенный доломитизированный известняк среднекембрийского возраста, отобранный на левом берегу р. Амга.

Анализы выполнены по общепринятой схеме битуминологических исследований органического вещества пород [Руководство..., 1966]. Определялось содержание нерастворимого остатка $S_{\text{орг}}$ в поро-

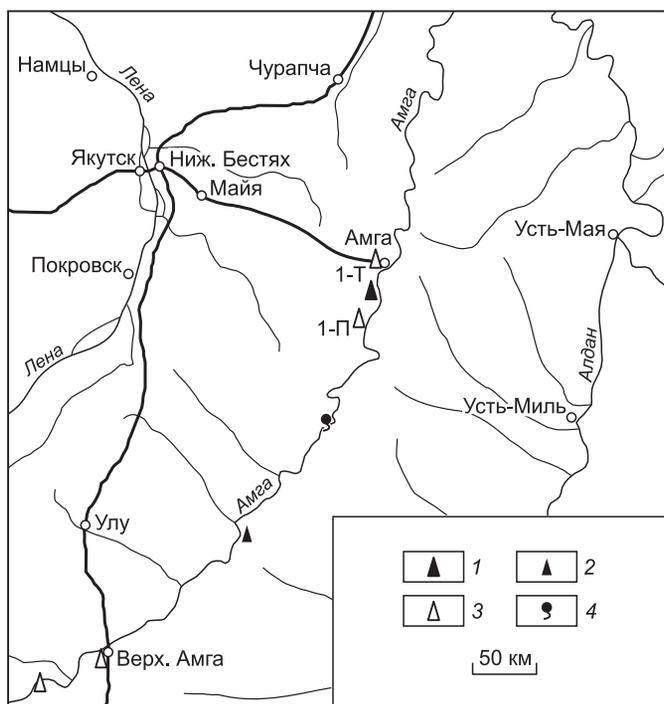


Рис. 1. Схема расположения естественного выхода нефти на дневную поверхность в среднем течении р. Амга.

1-Т, 1-П — скважины, которыми вскрыты нефтенасыщенные доломиты танхайской свиты среднего кембрия. 1—3 — скважины: 1 — опорная, 2 — поисково-съёмочная, 3 — гидрогеологическая; 4 — естественный выход нефти.

де. Была проведена холодная хлороформенная экстракция с последующим извлечением недоэкстрагированных компонентов методом горячей экстракции хлороформом, для сравнения выполнена прямая горячая хлороформная экстракция. Групповой углеводородный состав хлороформных битумоидов определялся методом адсорбционной колоночной хроматографии на силикагеле. Структурно-групповой состав битумоидов изучен методом ИК-Фурье спектроскопии. ИК-спектры получены на приборе Protégé 460. Состав насыщенных УВ определялся методом хромато-масс-спектрометрии на системе, включающей газо-

вый хроматограф Agilent 6890, имеющий интерфейс с высокоэффективным масс-селективным детектором Agilent 5973N. Хроматограф снабжен кварцевой капиллярной колонкой длиной 30 м, диаметром 0.25 мм, импрегнированной фазой HP-5MS. В качестве газа-носителя служил гелий со скоростью потока 1 мл/мин. Температура испарителя — 320 °С. Программирование подъема температуры осуществлялось от 100 до 300 °С со скоростью 6 °С/мин. Ионизирующее напряжение источника — 70 эВ.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

Проведенные химико-битуминологические исследования образцов в ИПНГ СО РАН свидетельствуют о том, что выявленное нефтепроявление явно не техногенного характера. В проанализированном нефтенасыщенном доломитизированном известняке нерастворимый остаток составляет 1.11 %, содержание $S_{орг}$ равно 0.44 %.

Значения выхода хлороформных битумоидов (ХБ) и характеристика группового и углеводородного состава битумоидов приведены в табл. 1. Изученный образец характеризуется высоким выходом ХБ от 0.1546 до 0.2295 % на породу.

Содержание компонентов, доэкстрагированных горячей экстракцией после холодной, на порядок ниже и составляет 0.0265 %, что может указывать на эпигенетичный характер битумоида изученного образца. Это подтверждают высокие значения $\beta_{хб}$ от 35 до 52 % и близкий групповой компонентный состав битумоидов, извлеченных методами холодной и горячей экстракции. В составе экстрактов преобладают асфальтово-смолистые компоненты, содержание которых достигает от 69.83 до 70.72 %. Доля углеводородных соединений составляет около 30 %. Нафтиды такого состава, по классификации В.А. Успенского, относятся к классу асфальтов [Успенский и др., 1964].

В углеводородном составе ХБ преобладают нафтеноароматические структуры,



Рис. 2. Фрагмент естественного выхода нефти в пойме р. Амга.

Таблица 1. Геохимическая характеристика хлороформенных битумоидов

Тип экстракции	Выход ХБ, %	Групповой состав ХБ, %						
		масла	смолы			асфальтовые компоненты		
			бензолные	спиртобен- золные	сумма	асфальтогено- вые кислоты	асфальтены	сумма
Холодная	0.2295	29.28	16.50	26.21	42.71	0.30	27.71	28.01
Горячая после холодной	0.0265	15.41	9.52	47.62	57.14	1.68	25.77	27.45
Горячая	0.1546	30.17	18.28	28.11	46.39	1.17	22.27	23.44

составляющие в расчете на сумму УВ 62.32 %. На долю метанонафтеновых углеводородов приходится 37.68 %.

ИК-спектры битумоидов, полученных холодной и горячей экстракцией, оказались достаточно близки (рис. 3). В структурно-групповом составе битумоидов доминируют ароматические циклы. На это указывает интенсивная полоса поглощения (п.п.) ароматических циклов — 1600 см^{-1} и характерный набор п.п. $750, 810$ и 880 см^{-1} для незамещенных атомов водорода в ароматических кольцах. Роль алифатических соединений с длинными метиленовыми цепями значительно ниже: поглощение этих структурных групп проявляется в виде выступа в области 720 см^{-1} на фоне доминирующей п.п. ароматических соединений 750 см^{-1} . В химической структуре этих битумоидов значительно присутствие карбонильных групп — п.п. 1700 см^{-1} . На рис. 4 приведены значения относительных коэффициентов поглощения основных структурных групп, которые, как видно, достаточно близки для обоих экстрактов. Особенности группового состава экстрактов с доминированием ароматических циклов над алифатическими структурами и достаточно высоким количеством соединений с карбонильными группами вместе с вышеприведенными данными по групповому компонентному составу позволяют отнести изученные битумоиды к генетическому классу асфальтов. Исходная нефть могла потерять значительное количество легких фракций, что привело к остаточному накоплению асфальтово-смолистых компонентов.

Состав ХБ, полученного методом исчерпывающей горячей экстракции после холодной, отличается от описанных выше экстрактов вдвое меньшим содержанием масел (15.41 %). В химической структуре усредненной молекулы битумоида, полученного горячей экстракцией после холодной, значительно выше участие длинноцепочечных алифатических фрагментов и кислородсодержащих групп и связей. По составу кислородсодержащие соединения более разнообразны. Особенно четко эти различия проявляются в ИК-спектрах бензолных и спиртобензолных смол, в которых наряду с поглощением органических кислот (п.п. 1710 см^{-1}) присутствуют также п.п. сложных эфиров, кетонов — $1170, 1250$ и 1740 см^{-1} и хинонов — 1660 см^{-1} .

По составу и характеру распределения индивидуальных насыщенных УВ битумоиды, полученные методами холодной и горячей экстракции, близки между собой (табл. 2, рис. 5). Они характеризуются преобладанием алканов нормального строения, а среди них относительно низкомолекулярных гомологов с максимумами распределения на $n\text{-C}_{15-17}$. $K_{нч/ч}$ близок к единице. На долю изопреноидов

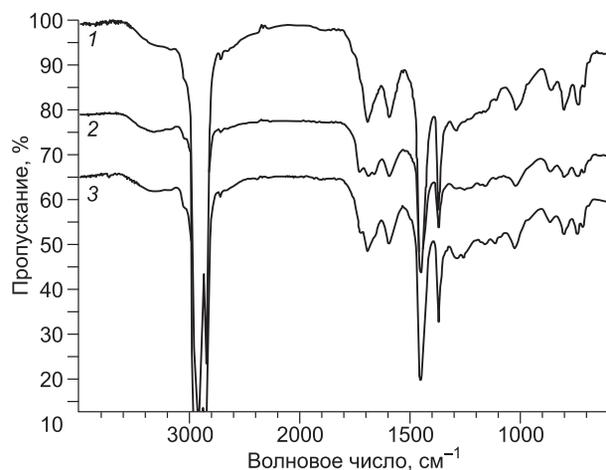


Рис. 3. ИК-спектры ХБ, полученных методом:

1 — холодной экстракции, 2 — горячей экстракции после холодной, 3 — прямой горячей экстракции хлороформом.

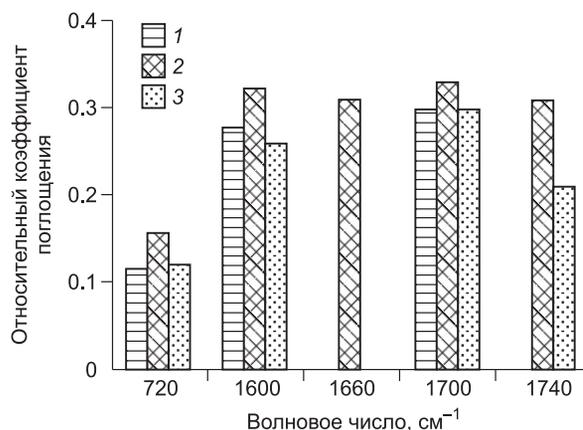


Рис. 4. Сравнение значений относительных коэффициентов поглощения битумоидов, полученных методом:

1 — холодной экстракции, 2 — горячей экстракции после холодной, 3 — прямой горячей экстракции хлороформом.

Таблица 2. Состав насыщенных углеводородов ХБ пород среднекембрийских отложений

Состав	Метаногазопетрольные УВ		
	х.э.	г.э. после х.э.	г.э.
Состав насыщенных алкановых УВ			
Групповой состав алкановых УВ (%) на Σ идентифицированных алканов:			
<i>n</i> -алканы	64.28	71.22	49.97
Изопреноиды	23.24	17.90	26.91
2- и 3-метилалканы	12.48	10.88	23.12
12- и 13-метилалканы	Отс.	Отс.	Отс.
Σ н.к.- <i>n</i> -C ₂₀ / Σ <i>n</i> -C ₂₁ -к.к.	2.05	0.60	4.65
Максимум <i>n</i> -алканов	<i>n</i> -C _{16,15,17}	<i>n</i> -C ₁₅₋₁₇ и <i>n</i> -C ₂₅₋₂₇	<i>n</i> -C ₁₅
$K_{нч/ч}$ по всему ряду	1.12	1.02	1.09
Изопреноиды/ <i>n</i> -алканы	0.36	0.25	0.54
Пристан/фитан	1.23	1.43	1.07
Пристан/норпристан	1.34	1.21	1.11
<i>i</i> -C ₁₉ / <i>n</i> -C ₁₇	0.82	0.86	0.74
<i>i</i> -C ₂₀ / <i>n</i> -C ₁₈	1.03	1.14	1.27
<i>i</i> -C ₁₉ + <i>i</i> -C ₂₀ / <i>n</i> -C ₁₇ + <i>n</i> -C ₁₈	0.90	1.13	1.21
<i>i</i> -C ₁₉ + <i>i</i> -C ₂₀ / <i>i</i> -C ₁₅ - <i>i</i> -C ₁₈	1.46	1.55	1.08
Состав полициклических насыщенных УВ			
Гопаны, моретаны, хейлантаны (m/z 191):			
Ts/Tm	0.56	Не опр.	0.73
Моретаны/гопаны	0.07	»	0.06
Трицикланы/гопаны	0.51	»	0.37
Гопан/адиантан	2.59	»	2.46
Гомогопановый индекс	0.12	»	0.11
Диагопан C ₃₀ /гопан C ₂₉ (Ts)	0.08	»	0.06
Стераны (m/z 217):			
C ₂₈ /C ₂₉	0.66	»	1.00
ДС/РС	0.31	»	0.25

Примечание. х.э. — холодная экстракция, г.э. — горячая экстракция, н.к. — начало кипения, к.к. — конец кипения, $K_{нч/ч}$ — коэффициент нечетности распределения *n*-алканов, ДС/РС — диастераны/регулярные стераны.

приходится от 23.24 до 26.91 %, соотношение изопреноиды/*n*-алканы равно 0.36—0.54. В составе изоалканов не обнаружены 12- и 13-метилалканы (см. табл. 2).

Для терпановых УВ характерно значительное содержание трициклических терпанов, составляющих 25.63—32.36 %. На долю гопановых структур приходится 63.27—69.94 %, среди них гопан преобладает над адиантаном. В составе гомогопанов S-изомеры преобладают над R-изомерами, что отражает преобладание геогопанов над биогопанами. Среди стеранов преобладают этилхолестаны. Достаточно велика роль этилдиахолестана C₂₉ (см. табл. 2).

Состав насыщенных УВ хлороформенных битумоидов, полученных методом исчерпывающей горячей экстракции после холодной, отличается от описанных выше экстрактов более высоким содержанием *n*-алканов (71.22 %), меньшей долей алканов изостроения, преобладанием среди нормальных алканов относительно высокомолекулярных гомологов, низким значением отношения Σ н.к.-*n*-C₂₀/ Σ *n*-C₂₁-к.к. = 0.66 по сравнению с 2.05 и 4.65 в вышеописанных ХБ. В распределении *n*-алканов наряду с основным максимумом в низкомолекулярной области на *n*-C₁₅₋₁₇ отмечено появление второго менее интенсивного максимума в высокомолекулярной области *n*-C₂₅₋₂₇ (см. табл. 2, рис. 5).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты проведенных исследований нафтидонасыщенного доломитизированного известняка среднекембрийских отложений показали, что по составу и характеру распределения индивидуальных

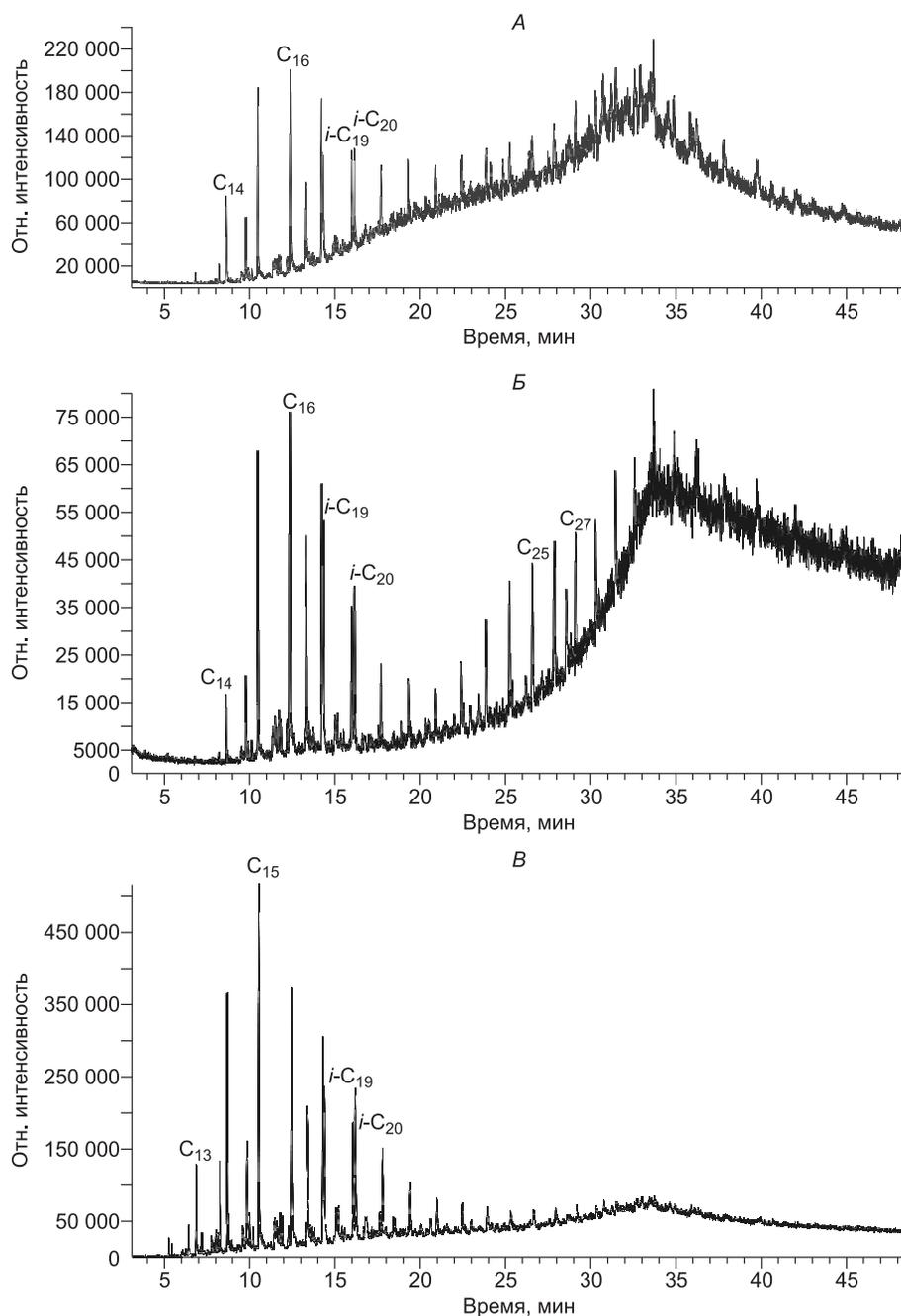


Рис. 5. Масс-фрагментограммы (m/z 57) насыщенных углеводородов в битумоидах, выделенных холодной (А), последующей горячей (Б) и исчерпывающей горячей экстракцией (В).

насыщенных УВ изученные битумоиды близки к нефтям венд-кембрийских отложений Непско-Ботубинской НГО. Отличительной особенностью состава насыщенных УВ этих ХБ является отсутствие характерных для указанных нефтей биомаркеров ряда 12- и 13-метилалканов. По этому признаку изученные битумоиды обнаруживают сходство со среднекембрийской нефтью из Бологурской скв. 1-П, которая отнесена ко второму семейству нефтепроявлений в среднекембрийских отложениях, генетически связанному с горючесланцевой формацией Юдомо-Оленекской фациальной области [Каширцев и др., 2004].

В отличие от нефтепроявлений из Бологурской скв. 1-П, которые отнесены к классу мальт, изученные битумоиды из доломитизированного известняка из битумопроявления в пойме р. Амга относятся к асфальтам. Особенности состава и распределения алифатических УВ свидетельствуют об отсутствии заметных следов бактериального окисления. Это обстоятельство позволяет сделать предположение об относительно недавнем поступлении этой нефти на дневную поверхность.

Выявленные нефтепроявления в бассейне р. Амга генетически связаны. Надо заметить, что это второй естественный выход нефти на дневную поверхность на территории восточной части Сибирской платформы. Первый был обнаружен в 60-х годах прошлого столетия К.К. Макаровым в поле развития среднекембрийских отложений в бассейне верхнего течения р. Оленек (р. Арга-Сала), на южном склоне Анабарской антеклизы [Макаров, Косолапов, 1967]. К.К. Макаров полагал, что это нефтепроявление связано с нефтяной залежью, приуроченной к Мархинскому валу.

ЛИТЕРАТУРА

Каширцев В.А., Микуленко К.И., Сафронов А.Ф., Зуева И.Н., Чалая О.Н. Геохимия венд-кембрийских нефтепроявлений Лено-Амгинского междуречья (Сибирская платформа) // Актуальные вопросы геологии нефти и газа Сибирской платформы. Якутск, ЯФ изд-ва СО РАН, 2004, с. 156—168.

Макаров К.К., Косолапов А.И. Геологическое строение и перспективы южного склона Анабарской антеклизы на нефть и газ // Геологическое строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов. Материалы Всесоюзного совещания по оценке нефтегазоносности территории Якутии. М., Недра, 1968, с. 341—351.

Руководство по анализу битумов и рассеянного органического вещества горных пород / Под ред. В.А. Успенского, К.Ф. Родионовой, А.И. Горской, А.П. Шишковой. Л., Недра, 1966, 315 с.

Успенский В.А., Радченко О.А., Глебовская Е.А. Основы генетической классификации битумов. Л., Недра, 1964, 268 с.

*Рекомендована к печати 3 сентября 2013 г.
В.А. Каширцевым*

*Поступила в редакцию
11 июня 2013 г.*