

## МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ НА СЕВЕРО-ВОСТОКЕ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ (Российский сектор Арктики)

**В.А. Каширцев, А.Э. Конторович, В.Л. Иванов\*, А.Ф. Сафронов\*\***

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

*\* Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового океана,  
190121, Санкт-Петербург, Английский просп., 1, Россия*

*\*\* Институт проблем нефти и газа СО РАН, 677891, Якутск, ул. Октябрьская, 1, Россия*

На севере и северо-востоке Сибирской платформы, в пределах так называемых Анабарской и Оленекской зон битумоаккумуляции, известен ряд гипергенных скоплений (месторождений) и проявлений природных битумов с общими ресурсами более 5 млрд т. Битумные скопления приурочены к широкому стратиграфическому диапазону отложений от докембрия до мезозоя. Проведены детальные геохимические исследования битумов наиболее крупного Оленекского месторождения, нефти которого локализованы главным образом в пермских песчаниках дельтового и прибрежно-морского генезиса. Методами хромато-масс-спектрометрии установлено, что в составе насыщенных фракций битумов резко редуцированы нормальные алканы, а большая часть терпановых углеводородов представлена гомологическим рядом 25-норгопанов — свидетельство интенсивной бактериальной деградации углеводородных залежей. Идентификация бициклических сесквитерпанов, тетрациклического оноцерана и ряда других биометок позволяет утверждать, что в составе органического вещества материнских отложений существенную часть составляли остатки высшей растительности. При весьма низких концентрациях стеранов установлены сравнительно высокие содержания ранее неизвестных структур 8-14-секостеранов. Весь спектр геохимических данных по пермским битумам Оленекского месторождения, в том числе изотопные характеристики углерода ( $\delta^{13}\text{C}$  от  $-25.8$  до  $-31.3$  ‰), позволяет утверждать, что основным источником углеводородов для месторождения являлись разновозрастные материнские отложения в области пассивной континентальной окраины (на месте современной Верхоянской складчатой области).

В рамках реализации «Основ государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2020 года» оценка ресурсов нефти и газа, в том числе гигантских залежей битумов, их разведка и подсчет запасов становятся актуальной задачей. Продукты их переработки могут быть устойчивым и экономически выгодным источником нефтепродуктов для восточной части Российской Арктики и Северного морского пути.

*Природные битумы, молекулы-биомаркеры, изотопный состав углерода, Сибирская платформа.*

## NATURAL BITUMEN FIELDS IN THE NORTHEAST OF THE SIBERIAN PLATFORM (Russian Arctic sector)

**V.A. Kashirtsev, A.E. Kontorovich, V.L. Ivanov, and A.F. Safronov**

In the northern and northeastern Siberian Platform, within the Anabar and Olenek zones, there are a number of hypergene bitumen accumulations (fields) and natural bitumen seeps, whose total resources are estimated at >5 bln tons. Bitumen fields are confined to a wide stratigraphic range from Precambrian to Mesozoic. A detailed geochemical study was performed for bitumens of the largest Olenek field, whose naphthenes are localized mainly in Permian sandstones of deltaic and coast-marine genesis. Chromato-mass spectrometric analysis showed that normal alkanes are drastically reduced in the saturated fraction of the bitumens and most of terpanes are a homologous series of 25-norhopanes, which evidences the intense bacterial degradation of hydrocarbon pools.

Identification of bicyclic sesquiterpenes, tetracyclic onocerane, and other biomarkers testifies that the organic matter of source rocks was rich in higher-plants remains. The concentrations of steranes are low, whereas those of earlier unknown 8-14-secosteranes are rather high. The set of geochemical data on the Permian bitumens of the Olenek field, including the isotopic characteristics of carbon ( $\delta^{13}\text{C}$  of  $-25.8$  to  $-31.3$  ‰), suggests that the coeval oil source rocks of the passive continental margin (at the place of the present-day Verkhoyansk fold belt) were the main source of hydrocarbons for the field.

Assessment of oil and gas resources, including giant bitumen pools, and their exploration in the framework of “The fundamentals of Russian state policy in Arctic up to 2020” have become a top-priority problem. The refining products of petroleum might be an economically feasible raw material in the eastern Russian Arctic sector to be supplied via the Northern Sea Route.

*Natural bitumens, biomarker molecules, carbon isotope composition, Siberian Platform*

## ВВЕДЕНИЕ

На севере и северо-востоке Сибирской платформы известен ряд месторождений (скоплений) природных битумов, локализованных в отложениях докембрия, нижнего и верхнего палеозоя и в меньшей степени — мезозоя. Основные закономерности формирования и размещения месторождений нафтидов для рассматриваемой территории определялись историко-геологическими предпосылками возникновения очагов нефтегазообразования в сочетании с формированием крупных зон нефтегазоаккумуляции и последующего разрушения. При этом как те, так и другие сменялись во времени и пространстве, что в конечном итоге и определило многообразие скоплений нафтидов.

С учетом новейших геодинамических реконструкций, начиная с рифея, территории северо-востока современной Сибирской платформы и Верхояно-Чукотского складчатого пояса составляли единую плиту с близким геодинамическим режимом, который характеризовался кратонизацией коры, обеспечивающей переход от рифтогенного к платформенному этапу развития. С раннего венда и в течение всего палеозоя, триасового и юрского периодов северо-восточная часть кратона представляла собой пассивную континентальную окраину, модифицированную девонским рифтогенезом.

В рифее—раннем палеозое на платформе, а в позднем палеозое—мезозое и на шельфе континентальной окраины неоднократно существовали благоприятные условия для накопления осадочных толщ, обогащенных органическим веществом. Как правило, углеродистые формации обладали и высоким нефте- и газогенерационным потенциалом, который реализовывался по мере развития осадочно-породных бассейнов.

Обширнейшие восходящие движения в мезозое — кайнозое в пределах такого огромного геоструктурного элемента, как Анабарская антеклиза, привели к выводу на поверхность и денудации древнейших горизонтов осадочного чехла, что в конечном итоге обусловило широкое распространение здесь продуктов гипергенного преобразования нефтей: мальт, асфальтов, асфальтитов. Доколизийный (элизийный) этап развития Верхояно-Чукотского бассейна способствовал миграции генерированных в нем углеводородов в направлении краевых поднятий платформы, создавая благоприятные условия для формирования нефтяных, а впоследствии битумных гигантов (Оленекское), близких по генезису канадским месторождениям Западной Альберты (Атабаска, Пис-Ривер, Коулд-Лейк).

Значительный вклад в исследования природных битумов рассматриваемого региона внесли: Т.К. Баженова, И.С. Гольдберг, А.И. Гусев, К.А. Демочкин, Т.М. Емельянец, В.Я. Кабаньков, С.А. Кащенко, Б.А. Клубов, Т.Н. Копылова, К.К. Макаров, И.Д. Полякова, Д.С. Сороков и многие другие исследователи.

## ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗОН БИТУМОАККУМУЛЯЦИИ

**Анабарская зона битумоаккумуляции.** *Рассохинское скопление* выявлено на северном склоне Анабарского свода (рис. 1, А). Оно приурочено к зоне контакта песчаников лабазтахской и бурдурской свит рифея с доломитами нижнего кембрия. Залежь контролируется поверхностью стратиграфического несогласия, и по мере размыва лабазтахской свиты битумы концентрируются все в более нижних горизонтах, достигая в устье р. Хастыр (приток Рассохи) ее основания и далее на северо-восток, переходя в бурдурскую свиту. Площадь распространения битумосодержащих песчаников составляет ~250 км<sup>2</sup>, мощность ~10—15 м. Битумы, относящиеся к мальтам, селективно пропитывают прослои и линзы крупнозернистых песчаников и гравелитов, иногда насыщают каверны и поры кембрийских доломитов. Ресурсы битумов Рассохинского скопления ориентировочно могут быть оценены в 200—300 млн т [Гольдберг, 1981].

*Восточно-Анабарское скопление* (см. рис. 1, Б) прослежено на восточном крыле Анабарского свода на расстоянии ~200 км по поверхностным выходам насыщенных битумом горизонта венда и нижнего кембрия в бассейне рек Малая и Большая Куонамка.

Вендский битумоносный горизонт, приуроченный к эрозионной зоне предкембрийского выветривания, имеет мощность 2—17 м. Средняя пористость карбонатов 9—13 %, проницаемость  $(6—30) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, тип коллектора — трещинно-порово-кавернозный. Содержание битума в породах 0.7—1.0, реже до 2.2 мас. %.

В разрезе нижнего кембрия (чабурский горизонт) выделено несколько битумоносных горизонтов.

1. Базальные песчаники мощностью 5 м; содержание битума 2—2.2 мас. %.

2. Известняки и доломиты нижней и верхней пачек мощностью ~40 м с трещинно-порово-кавернозным типом коллектора; содержание битума низкое — до 1.24 мас. %.

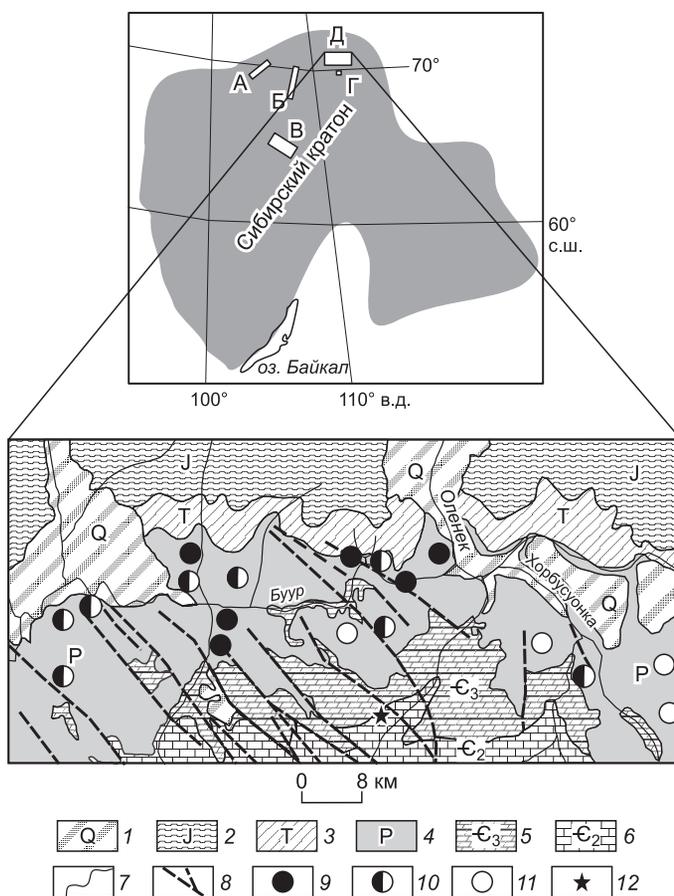
3. Пласты песчаников верхней части чабурского горизонта суммарной мощностью 12 м; содержание битума до 3.5 мас. %. Битумоносный комплекс экранируется толщей глинисто-мергелистых известняков, венчающей разрез алданского яруса. По составу битумы Восточно-Анабарского скопления относятся к асфальтитам (преимущественно в песчаниках), асфальтам (в карбонатах).

Полоса битумоаккумуляции в отложениях венда—нижнего кембрия, располагающаяся на моноклиналином склоне, является лишь фрагментом значительного палеоскопления нефти, занимавшего часть

**Рис. 1. Схема расположения скоплений (месторождений) природных битумов на севере Сибирского кратона и геологическая карта Оленекского месторождения битумов.**

Скопления и месторождения битумов: А — Рассохинское, Б — Восточно-Анабарское, В — Силигир-Мархинское, Г — Центрально-Оленекское, Д — Оленекское.

1 — четвертичные отложения, 2 — юрские, 3 — триасовые, 4 — пермские, 5 — верхнекембрийские (лапарская свита), 6 — среднекембрийские (тюессалинская свита); 7 — границы выхода разновозрастных отложений; 8 — разломы; 9—11 — концентрации битумов в пермских отложениях (мас.%): 9 — 5 %, 10 — 2—5 %, 11 — <2 %; 12 — среднекембрийские жильные скопления битумов.



ныне размытого Анабарского свода. Битумонасыщенные породы моноκлиально погружаются к востоку, в сторону наиболее погруженной части Суханской впадины, где можно ожидать менее измененные и более концентрированные скопления уже не битумов, а тяжелых нефтей. Экспертно предполагаемая площадь распространения битумосодержащих пород оценивается в ~6000 км<sup>2</sup>, ресурсы — в 2—2.3 млрд т битума [Баженова, Кушмар, 2006].

*Силигир-Мархинское скопление битумов* (см. рис. 1, В) — наиболее крупное поле природных битумов в отложениях силигирской свиты среднего кембрия и в верхнем кембрии. Оно описано К.К. Макаровым [Макаров, Косолапов, 1968; Баженова и др., 1979] на южном склоне Анабарской антеклизы, в бассейне верхнего течения Силигира и Мархи. Проявления битумов группируются в полосу шириной 40—50 и протяженностью 210 км, ориентированную в северо-западном направлении. В естественных обнажениях битумы образуют натёки по плоскостям наслоения и многочисленным трещинам, выполняют поры и каверны, межзерновое пространство в известняках, обладающих пористостью более 6—8 %. В скважинах района кимберлитовых трубок и в Мархинских колонковых скважинах интенсивные проявления битумов прослеживаются до глубины 500 м и более. Суммарные ресурсы битумов Силигир-Мархинского поля оцениваются в 2 млрд т.

Гидрогеологические скважины, пробуренные в последние годы в Далдыно-Алакитском районе, дали новые интересные материалы по распространению нефтебитумопроявлений во вмещающих осадочных породах и в кимберлитовых телах. Здесь наряду с битумопроявлениями при опробовании скважин были получены малодебитные притоки высоковязких нефтей.

Нефте- и битумопроявления в скважинах южного куста тр. Удачная отмечаются с глубин 100—150 м до забоя (1500 м). Увеличение степени насыщения происходит до глубины 700 м. Толщина насыщенных участков изменяется от долей метра до первых метров. В скважинах западного куста в интервале 100—650 м нефтенасыщенность слабая, в виде редких зон по кавернам и проницаемым участкам. С 650 до 900 м насыщенность более обильна; здесь фиксируются прослой хороших коллекторов, сплошь насыщенные нефтью, достигающие толщины в 1 м. Интенсивно нефтенасыщен интервал 1180—1475 м: здесь толщина обильно пропитанных участков достигает 11 м.

Рудное тело трубки также характеризуется обилием нефте- и битумопроявлений. Битум и нефть в кимберлитах зафиксированы в зонах трещиноватых и брекчированных структур, в кальцитовых жилах, кавернах, по поверхностям скольжения и на контакте кимберлитового тела с вмещающими породами, хотя неоднократно отмечались проявления и во внутренних частях трубки [Геология..., 1981, 1986].

**Оленекская зона битумонакопления.** *Центрально-Оленекское месторождение битумов* расположено в сводовой части одноименного поднятия (см. рис. 1, Г) и наиболее хорошо изучено по левобережью р. Оленек в приустьевой части р. Керсюке. Здесь венд-кембрийская кесюсинская свита со стратиграфическим несогласием перекрывает кавернозные доломиты туркутской свиты венда, в основании имеет базальную пачку гравелитов и песчаников с линзами мелкогалечных конгломератов. Базальный горизонт избирательно пропитан битумом, который также играет роль цемента. В этом случае породы

приобретают темно-серую и темно-коричневую окраску и имеют характерный асфальтовый запах. Текстуры битумонасыщения массивные и полосчатые, реже — пятнистые. Концентрация битума в зависимости от степени насыщения колеблется в значительных пределах. Максимальные значения достигают 2 % от веса породы, но наиболее часты значения в интервале 0.3—1.5 %. Мощность зон сплошного битумонасыщения колеблется от 0.3 до 4 м. Подстилающие доломиты также насыщены битумом, заполняящим каверновые полости. Ресурсы битумов составляют ориентировочно 150—200 млн т.

*Оленекское скопление (месторождение) природных битумов* на северном склоне одноименного поднятия связано преимущественно с пермскими терригенными отложениями платформенного крыла Лено-Анабарского прогиба и в меньшей степени — с подстилающими их верхнекембрийскими карбонатными породами (см. рис. 1, Д). В последнем случае, наряду с пропитанными битумами кавернозными доломитами верхнего кембрия (лапарская свита), отмечаются трещинные проявления асфальтов и асфальтитов в кальцитовых жилах, рассекающих средне- и верхнекембрийские карбонатные отложения.

Залежи природных битумов в пермских отложениях прослежены по поверхностным обнажениям на расстоянии около 120 км в бассейнах нижнего течения р. Оленек и его притоков — рек Буур, Хорбусуонка и других. По падению пород к осевой части Лено-Анабарского прогиба горизонты битуминозных пород протягиваются на расстояние более 50 км до скв. Р-50 глубиной 1050 м. В разрезе последней вскрыты девять горизонтов с битумами, в поднятом керне отмечались проявления жидкой нефти (рис. 2).

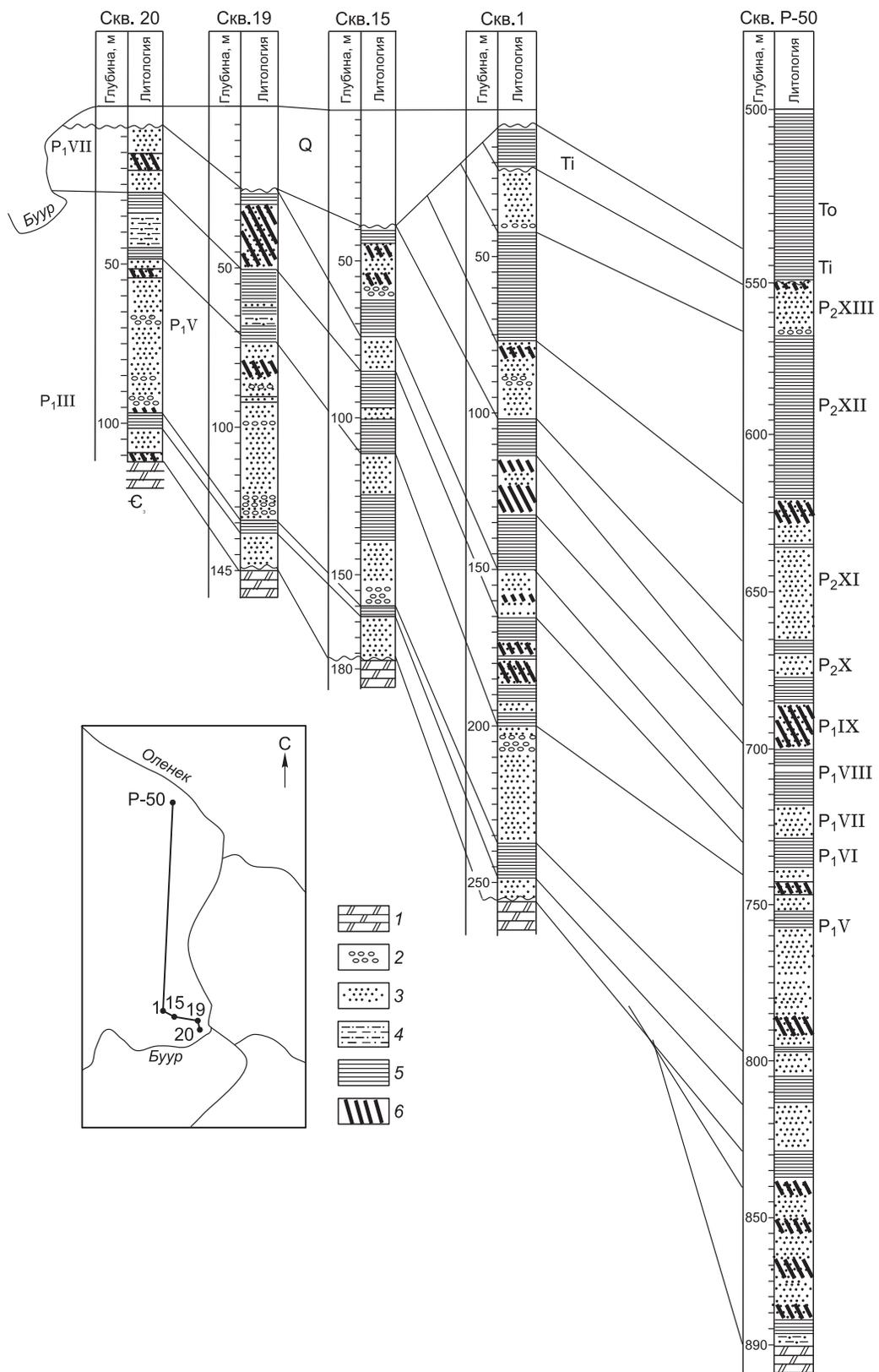
В 1966—67 гг. на Усть-Буурском участке месторождения с целью предварительной оценки запасов и перспектив использования оленекских битумов было дополнительно пробурено 20 колонковых скважин.

Пермские отложения, содержащие основную массу битумов месторождения, трансгрессивно перекрывают доломиты лапарской свиты верхнего кембрия и представлены разномасштабными полимиктовыми песчаниками дельтового и мелководно-морского генезиса, чередующимися с пачками переслаивания мелкозернистых песчаников, алевролитов и аргиллитов [Грамберг и др., 1960]. В районе выходов на поверхность пермские слои залегают почти горизонтально, по мере погружения под мезозойские образования на северо-восток углы наклона несколько увеличиваются до 1—2°. Общая мощность пермских отложений в обнажениях оценивается в 100—150 м, в северном и северо-восточном направлениях она возрастает и в скв. Р-50 достигает 340 м. Пермские отложения со стратиграфическим несогласием перекрываются глинистыми породами нижнего триаса.

В разрезе перми выделяются 13 песчаниковых и алевроаргиллитовых пачек (см. рис. 2). Две нижние присутствуют лишь в разрезе скв. Р-50, а на Усть-Буурском участке они выклиниваются [Иванов, 1979]. Наиболее выдержанной песчаниковой пачкой является пятая (P<sub>1</sub>-V), мощность которой в определенных разрезах достигает 45 м. В седьмой песчаниковой пачке (P<sub>1</sub>-VII) битумонасыщенные разности пород наиболее выдержаны по площади. Мощность зон сплошного битумонасыщения в этой пачке достигает 15 м, а концентрации битумов достигают 10 %. Обычно же распределение битумов неравномерно и в большинстве случаев контролируется коллекторскими свойствами пород. Средние содержания битумов в насыщенных горизонтах песчаников для всего месторождения оцениваются в 3.5 %. По групповому углеводородному составу большая их часть по классификации В.А. Успенского и др. [1964] относится к асфальтитам и асфальтам.

Ресурсы битумов подсчитаны отдельно для Усть-Буурского участка и для всего месторождения в целом с различной степенью достоверности. Прогнозные запасы битумов по всему Оленекскому месторождению подсчитаны для площади, южная граница которой совпадает с выходами битуминозных пермских пород на поверхность от р. Олонгодо на востоке до р. Тонолдо на западе. Северная граница проведена по широте скв. Р-50. Размер площади 4800 км<sup>2</sup>. Для пластов с содержанием битума выше 2 % запасы оцениваются в 1.3 млрд т, для менее концентрированных битумов (0.1—2 %) — в 2.2 млрд т. Вероятно, эти цифры являются несколько заниженными, так как битумы лапарской свиты в расчет не принимались. Для Усть-Буурского участка запасы битумов подсчитаны по промышленным категориям и определены в 18 млн т.

*Келимярское (Кулумасское) битумопроявление* известно на правом берегу р. Оленек, в двух километрах ниже устья р. Кулумас. Здесь среди глинисто-алевролитовой толщи келимярской свиты (средняя юра) в конкрецеобразном прослое глинисто-сидеритовых пород обнаружены натеки битума вязкой консистенции, выполняющие трещины со следами зеркал скольжения. Нередко битумы залегают внутри небольших «банок» битого ракушняка, представленного главным образом остатками ретроцерамид. По групповому составу (масла — 45—73 %, асфальтены — 1.4—6.2 %) битумы относятся к классу мальт. По углеводородному составу мальты существенно алкановые с преобладанием высокомолекулярных гомологов [Каширцев, 1988].



**Рис. 2.** Схема сопоставления разрезов скважин Оленекского месторождения природных битумов.

1 — доломиты, 2 — конгломераты, 3 — песчаники, 4 — алевролиты, 5 — аргиллиты, 6 — битумонасыщенные.

## ГЕОХИМИЯ ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ ОЛЕНЕКСКОГО ПОДНЯТИЯ

Данные геохимических исследований природных битумов вышеописанных месторождений и отдельных битумопроявлений изложены в работах [Данюшевская и др., 1969а,б; Гольдберг, 1981; Каширцев, 1984, 1988]. Ниже мы остановимся лишь на результатах, полученных в последнее время при детальном исследовании молекулярного состава оленекской коллекции.

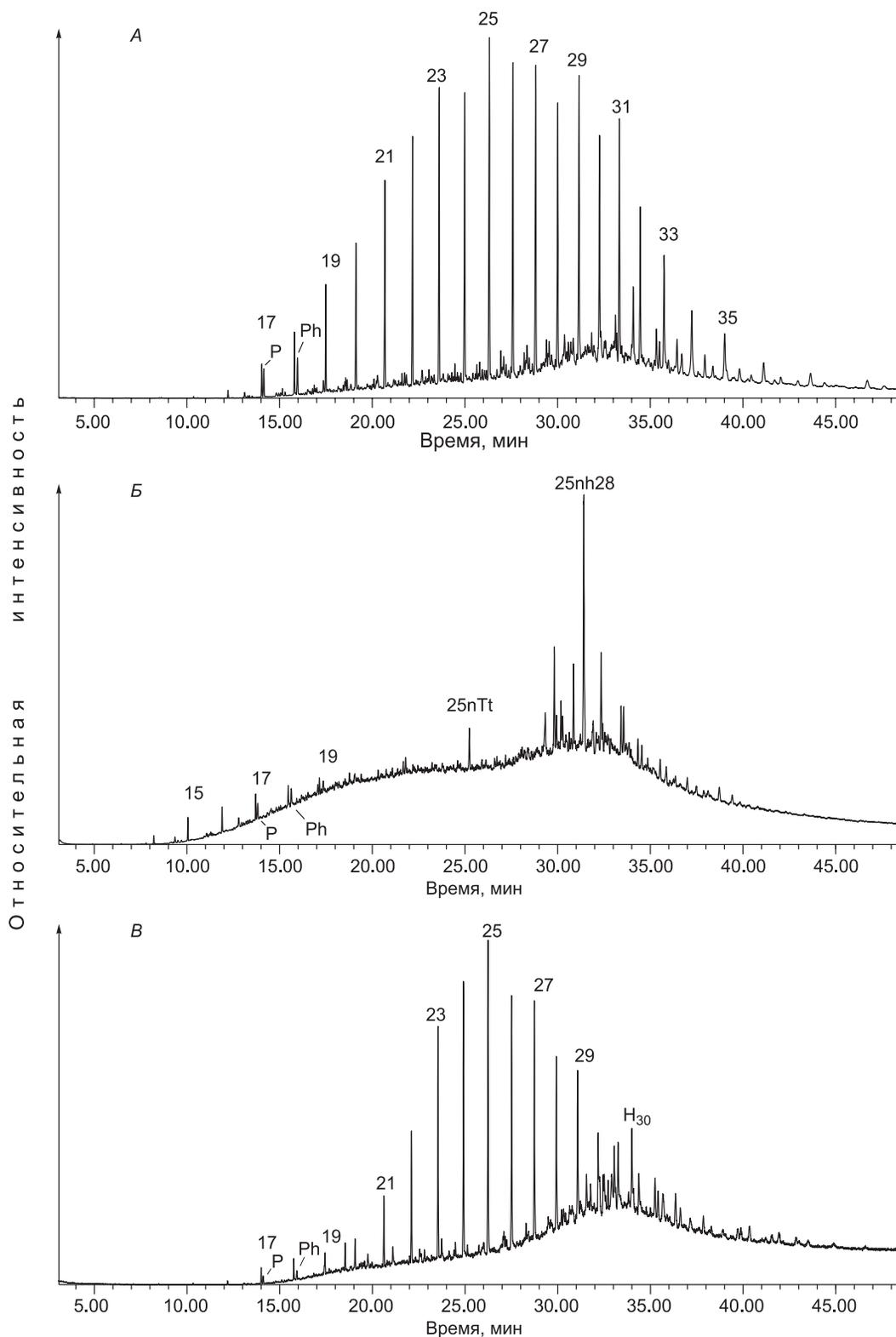
**Методы геохимических исследований.** Хлороформенные экстракты из битуминозных пород после осаждения асфальтенов избытком петролейного эфира разделялась на метаново-нафтенновые и нафтенново-ароматические углеводороды, бензолные и спиртобензолные смолы на хроматографических колонках с силикагелем АСК + оксид алюминия. Границы между фракциями отбивались по показателю рефракции и свечению в ультрафиолетовом излучении.

Хромато-масс-спектрометрические исследования насыщенных углеводородов проводились на системе, включающей газовый хроматограф 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, ввод пробы при 100 °С, изотермическая «площадка» длительностью 4 мин. Программирование подъема температуры осуществлялось от 100 до 290 °С со скоростью 4 °С/мин с последующей изотермой в течение 30 мин. Ионизирующее напряжение источника — 70 эВ, температура источника — 250 °С. Хроматограммы углеводородов получены по общему ионному току (ТIC) и селективным ионам  $m/z$  123, 177, 191 — для ди- и тритерпанов;  $m/z$  217, 218 — для стеранов;  $m/z$  219 — для секостеранов (новые структуры).

### ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

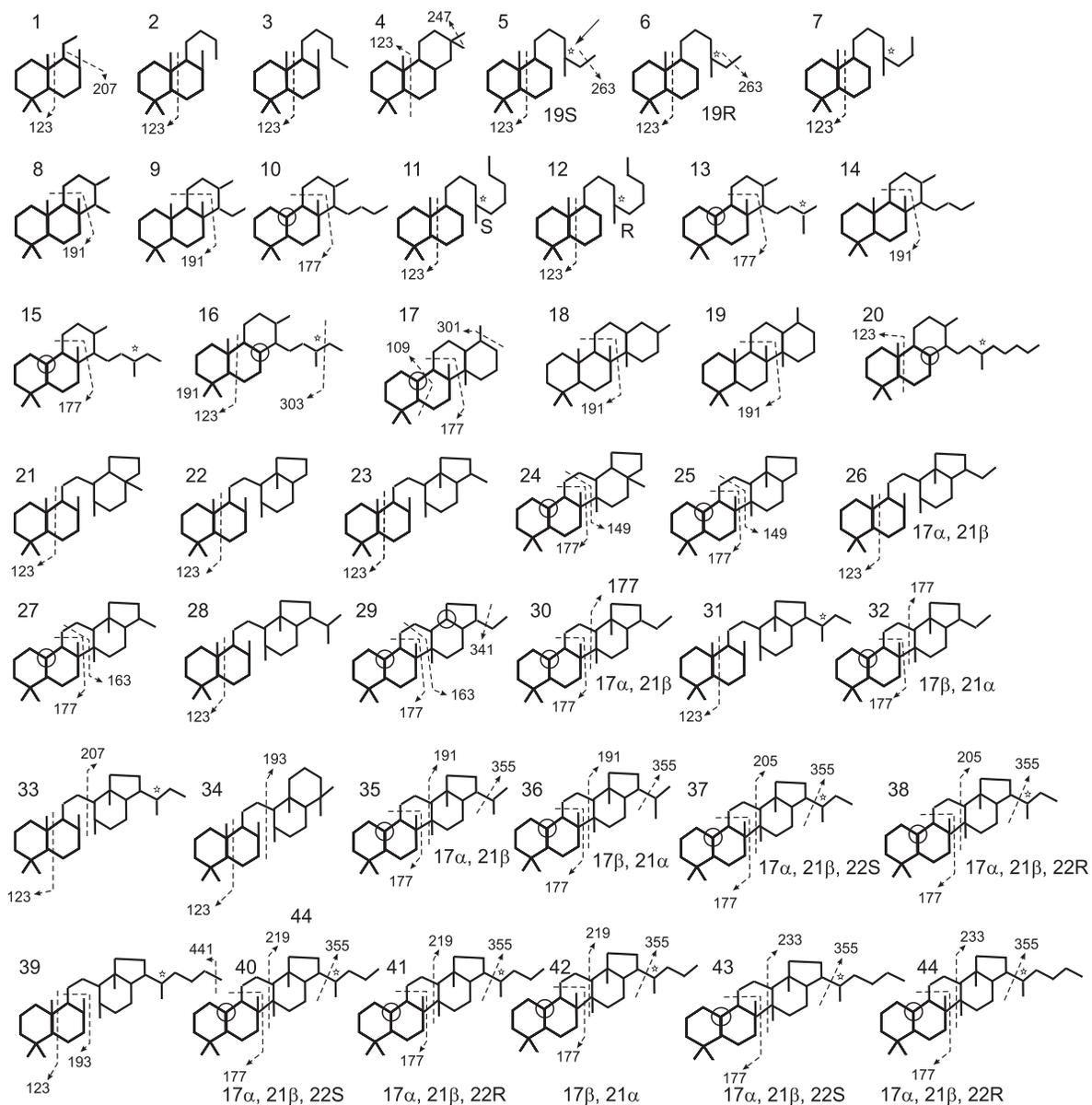
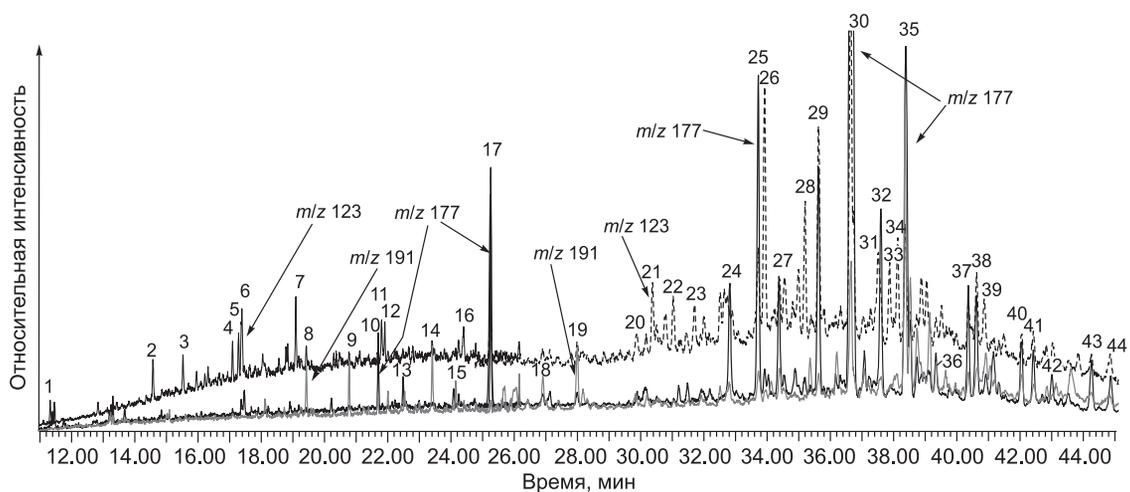
Современный состав всех битумов Оленекского поднятия сформировался в результате окислительных процессов различной степени интенсивности вследствие подъема нефтесодержащих горизонтов в зону гипергенеза или раскрытия залежей дизъюнктивами. Наряду с простым испарением легких фракций углеводородов и остаточным накоплением асфальтово-смолистых компонентов, существенную роль играло неорганическое и биохимическое окисление углеводородов. Неорганическое окисление углеводородов привело главным образом к появлению значительного количества карбокислот, кетонов, эфиров и т.п., которые концентрировались во фракции смол. Биогенное окисление с участием микроорганизмов (биodeградация) оказывало существенное воздействие на перераспределение индивидуальных углеводородных компонентов. Этот процесс хорошо изучен на битумных и нефтяных месторождениях Аквиитании, США, Мадагаскара, Канады, Венесуэлы, Прикаспия и в определенной мере на месторождениях Оленекского поднятия [Reed, 1977; Connan et al., 1979; Jobson et al., 1979; Rullkotter, Wendisch, 1982; Петров, 1984; Каширцев и др., 2001; Petrs et al., 2005].

Хроматограммы по общему ионному току вендских, пермских и юрских битумов приведены на рис. 3. Как следует из рисунка, наибольшей степени биологического окисления подверглись пермские битумы, в составе которых практически нацело редуцированы нормальные и разветвленные алканы. На этом фоне концентрация терпановых углеводородов значительно превышает содержания ациклических углеводородов. Сами терпаны также подверглись бактериальной атаке, демонстрируя различную степень устойчивости отдельных углеводородов и целых гомологических рядов. В частности, как показывают результаты сканирования хроматограмм по ионам  $m/z$  123, 177, 191, регулярные гопановые углеводороды практически нацело трансформированы в гомологический ряд деметилированных 25-норгопанов с существенным преобладанием 25-нордиантана  $C_{28}$  над другими гомологами (рис. 4). Обычно деметилированные гопаны являются биометками интенсивно биodeградируемых нафтидов [Reed, 1977; Rullkotter, Wendisch, 1982; Volkman et al., 1983]. Если предположить, что распределение деметилированных гопанов унаследовано от первичного распределения регулярных гопанов, то в рассматриваемом регионе подобная картина характерна лишь для пермских нефтей Тигяно-Анабарского поднятия, где адиантан обычно превалирует над собственно гопаном. Вместе с тем высокие концентрации 25-нордиантана  $C_{28}$  могут быть обязаны определенной селективности процессов бактериальной деградации пентациклических углеводородов [Peters, Moldowan, 1993; Каширцев, 2003]. Среди идентифицированных терпанов особое место занимает гомологический ряд так называемых секогопанов, или гопанов с разорванной цепью между 8 и 14 атомами углерода [Dessort, Connan, 1993]. Эти тетрациклические структуры достаточно надежно идентифицируются по основному фрагментному иону  $m/z$  123 и дополнительному иону  $m/z$  193 (вместо 191). Все это, вместе с ионами молекулярной массы, определяющими тетрациклическую структуру, позволяет идентифицировать гомологический ряд секогопанов. Эти соединения часто присутствуют в биodeградируемых нафтидах, что наводит на мысль о возможном разрыве цепи кольца С в процессе бактериального окисления углеводородов в залежи, но в этом случае, наряду с «регулярными» секогопанами, должны образовываться и деметилированные структуры, а этого не отмечается. Скорее



**Рис. 3. Хроматограммы фракций насыщенных углеводородов битумов из разновозрастных отложений Оленекского поднятия.**

*A* — из вендских песчаников кесюсинской свиты (Центрально-Оленекское скопление); *Б* — из пермских песчаников (Оленекское месторождение); *В* — из юрского ракушняка келимарской свиты (Кулумасское скопление). Цифрами обозначено количество атомов углерода в нормальных алканах, P — пристан, Ph — фитан, 25nTt — деметилированный 25-нор тетрациклан, 25nh28 — деметилированный 25-нор адиантан, H<sub>30</sub> — гопан.



**Рис. 4. Масс-хроматограммы по селективным ионам  $m/z$  123, 177, 191.**

Структуры и схемы ионной фрагментации, обозначенные цифрами, соответствуют номерам пиков.

всего 8-14-секогопаны являются первичными соединениями, синтезированными в весьма малых количествах прокариотами на стадии преобразования органического вещества. По-видимому, они наиболее устойчивы к процессам биodeградации, а их заметные «остаточные» концентрации возникают в процессе утилизации бактериями в нефтяной залежи более «лабильных» углеводов.

К неизвестным структурам следует отнести идентифицированные нами 8-14-секостераны  $C_{27}$ ,  $C_{28}$  и  $C_{29}$  (рис. 5, пики *A*, *B*, *C*) Близкие по структуре (а может быть и аналогичные) два трициклических углеводорода были встречены в свое время в биodeградированной нефти месторождения Келамаи в Китае [Jiang et al., 1990]. Этим углеводородам была приписана структура с разрывом цепи в кольце *A* между атомами углерода  $C_4$  и  $C_5$  (см. рис. 5 структура I). В масс-спектрах для всех трех стероидных биомаркеров оленекских битумов присутствует сравнительно интенсивный ион  $m/z$  95, т.е. разрыва цепи в кольце *A* нет. В противном случае мы бы имели достаточно интенсивный ион с  $m/z$  97. Судя по масс-спектрам, в оленекских битумах присутствуют секостераны с разрывом цепи в положении  $C_8$ — $C_{14}$ , как и в наиболее устойчивых к биodeградации секогопанах (см. рис. 5, структура II).

Есть сведения, что 8-14-секогопаны и их предшественники обнаружены в экстрактах юрских углей и третичных аргиллитов Китая [Lu et al., 1985]. Вполне вероятно, что в подобных отложениях могут быть найдены и предшественники 8-14-секостеранов.

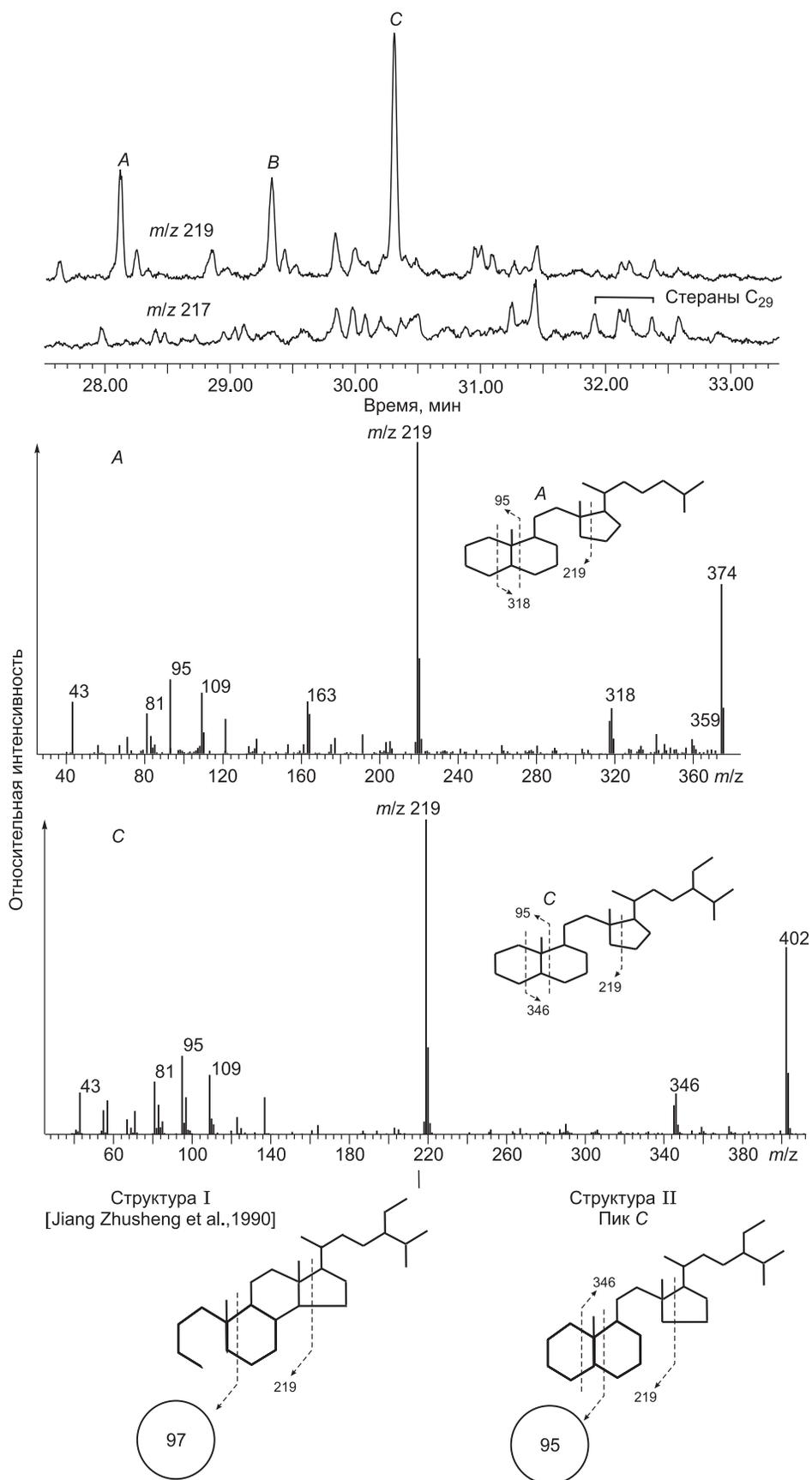
Интенсивность биodeградации пермских битумов зашла настолько далеко, что затронула даже трициклические хейлантаны, считающиеся наиболее резистентными к биodeградации углеводородами, но в отличие от гопанов здесь, наряду с деметилированными структурами, сохранились и регулярные соединения с типичным «морским» распределением.

Существуют самые разнообразные представления о взаимоотношениях разновозрастных нефтидов Оленекского поднятия и, соответственно, о их генезисе. Один из первых исследователей геологии Оленекского поднятия А.И. Гусев высказал предположение, что все поверхностные битумы, независимо от возраста вмещающих их отложений, имеют единый докембрийский генетический источник. Эта точка зрения нашла достаточно большое количество приверженцев [Демокидов, Первунинский, 1952; Полякова, Стасова, 1983]. Другая наиболее распространенная точка зрения была сформулирована геологами и геохимиками НИИ геологии Арктики (НИИГА), которые считали, что все вендские и кембрийские битумы, включая предпермскую (лапарские доломиты) эрозионную зону, несут следы большей окисленности, чем вышележащие пермские залежи битумов, и выделяют два цикла нефтенакопления: допермский и послепермский. Соответственно для первого цикла нефтепроизводящими отложениями являются толщи докембрия, а для второго — собственно пермские отложения приосевой части Лено-Анабарского прогиба [Кабаньков, 1954; Данюшевская и др., 1969а,б; Иванов, 1979]. Оригинальное предположение высказал в своей кандидатской диссертации Д.С. Сороков [1963], который, опираясь на групповой состав и степень окисленности битумов, выделил также две генетические группы битумов, но в первую он объединил лишь вендско-нижекембрийские битумы, залегающие в туркутской и кесюсинской свитах. Во вторую — жильные битумы теюссалинской (Юкээбилское проявление), кавернозные битумы лапарской (верхний кембрий) и массивные залежи битумов в песчаниках пермской системы, считая что все эти битумы обязаны своим происхождением пермским материнским отложениям. Здесь остается только удивляться интуиции этого исследователя, поскольку современные геохимические критерии (изотопный состав углерода, распределение биометок и т.п.) в большей степени подтвердили правомерность подобного разделения.

Хромато-масс-спектральные данные позволили диагностировать в составе пермских битумов ряд терпеноидов, происхождение которых обычно связывают с участием в органическом веществе материнских пород остатков высшей растительности. В первую очередь это бициклические сесквитерпаны (см. рис. 4, пики 1—3 и 5—7), некоторые трициклические структуры типа дримана (см. рис. 4, пик 4) и тетрациклический оноцеран (см. рис. 4, пик 34). Все эти углеводороды не характерны для венд-кембрийских нефтидов.

Правда, следует оговориться, что диапазон значений изотопного состава углерода пермских битумов настолько широк ( $\delta^{13}C$  от  $-25.8$  до  $-31.3$  ‰), что позволяет допускать возможное участие как континентального, так и морского (древнего аквагенного?) органического вещества в составе материнских отложений. Вместе с тем изотопный состав углерода венд-кембрийских битумов Оленекского поднятия все же легче пермских и лежит в интервале значений от  $-32.5$  до  $-34.6$  ‰ [Каширцев, 2003]. К настоящему времени геохимические признаки нефтей докембрия достаточно хорошо изучены [Конторович и др., 2000], и оленекские битумы этого возрастного интервала обладают вполне сопоставимыми параметрами.

Для решения вопросов генезиса пермских битумов Оленекского месторождения представляется весьма важным то обстоятельство, что аналогичный набор необычных и «континентальных» биометок обнаружен в битумах пермской базальной песчаниковой пачки на западном и восточном крыльях Булкурской антиклинали (рис. 6) в низовьях Лены (Туорасисский выступ). Пентациклические терпаны, как и в



**Рис. 5. Масс-хроматограммы по селективным ионам  $m/z$  217 и 219 и масс-спектры 8-14-стероидов.**

Пояснения см. в тексте.



**Рис. 6. Схематический профиль через Оленекское поднятие и Булкурскую антиклиналь Предверхоанского прогиба.**

1 — водорослевые доломиты; 2 — известняки; 3 — глинистые известняки; 4 — аргиллиты и алевролиты, 5 — конгломераты и песчаники; 6 — разломы; 7 — битумные залежи и битумопрооявления; 8 — кальцитовые жилы с битумом.

битумах Оленекского месторождения, представлены преимущественно деметилированным 25-норадантаном. Идентифицированы секогопаны и секостераны. Все это, а также близкий изотопный состав углерода ( $\delta^{13}\text{C}$  от  $-28.0$  до  $-29.8$  ‰), позволяет считать туорасисские битумопрооявления следами миграции углеводородов из Верхоянского и Лено-Анабарского бассейнов в направлении Оленекского свода вверх по склону пассивной континентальной окраины в доколлиззионное время.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Опираясь на полученные результаты, можно утверждать, что на севере Сибирской платформы, в том числе в пределах Оленекского поднятия и Лено-Анабарского прогиба, существуют по крайней мере три самостоятельных генетических семейства нафтидов, каждому из которых соответствовали собственные «очаги» нефтегазообразования, разобщенные как во времени, так и в пространстве.

С докембрийско-нижнепалеозойским комплексом отложений могут быть связаны месторождения «нормальных» нефтей в центральной части Суханской впадины и в Лено-Анабарском прогибе. В качестве «материнских» отложений здесь могут выступать породы хатыспытской и куонамской свит, и их стратиграфические аналоги. В качестве коллекторских пород наиболее благоприятными представляются отложения зоны стратиграфического несогласия венда и кембрия (аналоги туркутской и базальных слоев кесюсинской свит). При испытаниях Хастахской и Чарчикской скважин из разных горизонтов венда и кембрия были получены притоки пластовых вод (до  $659 \text{ м}^3/\text{сут}$ ) с растворенным газом. В благоприятных структурных условиях, в частности, на северо-восточном склоне Саппыйского выступа, в зоне регионального выклинивания разных горизонтов рифея, можно прогнозировать существование крупных зон нефтегазоаккумуляции.

В Лено-Анабарском прогибе на продолжении Оленекского месторождения с пермским комплексом отложений будут связаны залежи нефти, сформировавшиеся в доколлиззионную стадию миграции углеводородов.

Находки малых количеств среди глинистой толщи юрских отложений свидетельствуют о реализации ими своих материнских возможностей, т.е. в наиболее погруженной части Лено-Анабарского прогиба могут быть встречены месторождения в резервуарах средневерхнеюрского возраста.

Что касается природных битумов и тяжелых (высоковязких) нефтей, то освоение этих месторождений в качестве нового вида минерального сырья должно рассматриваться с позиций не только современных, но и будущих достижений в области техники и технологии их добычи и переработки, а также возможных новых путей использования. Самое простое и сравнительно недорогое использование природных битумов — это применение их в дорожно-строительной отрасли в качестве замены нефтяным битумам. Опыт подобного рода работ известен в Татарстане и Казахстане. Образцы асфальтобетонов, приготовленные в лаборатории «Якутавтодора» из битумов и пород Оленекского месторождения, обладали достаточно высокими качествами [Каширцев, 1988]

Производство углеводородного сырья из природных битумов (синтетической нефти) и возможность извлечения из них ценных металлов (ванадия и никеля) во многом определяется горно-геологическими, географо-экономическими и химико-технологическими факторами, т.е. инфраструктурой регионов, где расположены месторождения, и мировыми ценами на нефть.

По оценке Департамента информации Министерства энергетики США ресурсы сверхтяжелых нефтей и природных битумов составляют 585.4 млрд т, в том числе: Канада — 222.4; Венесуэла — 163.7; Россия — 184.2; Казахстан — 10.9; США — 5.5; Мадагаскар — 5.9. Однако пригодными для разработки с приемлемыми экономическими показателями были признаны лишь запасы битумов и тяжелых нефтей в Канаде (32.7 млрд т) и в поясе Ориноко в Венесуэле — 15.5 млрд т [Брагинский, 2004]. Общемировая добыча битумов и сверхтяжелых нефтей в 2000 г. составляла 37.5 млн т. По прогнозу Канадской ассоциации производителей нефти в недалеком будущем (при благоприятной экономической обстановке) добыча тяжелых нефтей и природных битумов может достичь 200 млн т.

В России добыча тяжелых нефтей и природных битумов ведется в значительно меньших масштабах. В Республике Татарстан добыча битумов в последние годы составляла: 2002 г. — 5; 2003 г. — 4; 2004 г. — 4; 2005 г. — 3; 2006 г. — 3 тыс. т [Хисанов и др., 2006]. В настоящее время в Татарстане начаты работы по резкому увеличению добычи и переработки тяжелых нефтей. Добыча тяжелых нефтей в пределах Тимано-Печорской провинции началась в 1932 г. на Ярегском месторождении и к 2005 г. в целом по провинции достигла 2.954 млн т, т.е. 14.4 % от всей добычи нефти по провинции [Старостина и др., 2006].

Месторождения природных битумов севера Сибирской платформы при планируемом развитии поисково-разведочных работ на нефть и газ в Арктике должны сыграть свою роль как при оценке ресурсной базы современной континентальной окраины и шельфа, так и в качестве будущих самостоятельных объектов промышленного освоения. В рамках реализации «Основ государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2020 года» оценка ресурсов нефти и газа, в том числе гигантских залежей битумов, их разведка и подсчет запасов становятся актуальной задачей. Продукты их переработки могут быть устойчивым и экономически выгодным источником нефтепродуктов для восточной части Российской Арктики и Северного морского пути.

#### ЛИТЕРАТУРА

**Баженова Т.К., Кушмар И.А.** Основные черты геологии и геохимии природных битумов домезозойского мегабассейна Сибирской платформы // Сборник материалов Международной научно-практической конференции «Природные битумы и тяжелые нефти». СПб., Недра, 2006, с. 132—145.

**Брагинский О.Б.** Мировой нефтегазовый комплекс. М., Наука, 2004, 605 с.

**Геология нефти и газа Сибирской платформы** / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. М., Недра, 1981, 552 с.

**Геология, гидрогеология и геохимия нефти и газа южного склона Анабарской антеклизы** / Е.И. Бодунов, В.Л. Белецкий, Г.С. Фрадкин, И.Н. Зуева. Якутск, Изд-во ЯФ СО АН СССР, 1986, 176 с.

**Гольдберг И.С.** Природные битумы СССР (закономерности формирования и размещения). Л., Недра, 1981, 196 с.

**Грамберг И.С., Спиро Н.С., Аплонова Э.Н.** Стратиграфия и литология пермских отложений северной части Хатангской впадины (в связи с проблемой нефтеносности). Л., Гостоптехиздат, 1960, 173 с. (Тр. НИИГА, т. 71).

**Данюшевская А.И., Войцеховская А.Г., Копылова Т.Н., Иванов В.Л.** Геохимия органического вещества пермских отложений Оленекского поднятия // Сборник статей по геохимии осадочных пород, Л., Недра, 1969а, с. 157—182. (Тр. НИИГА, т. 161).

**Данюшевская А.И., Копылова Т.Н., Яшин Д.С., Арсеньева Г.П.** Геохимия органического вещества верхнепротерозойских и кембрийских отложений северо-востока Сибирской платформы // Сборник статей по геохимии осадочных пород. Л., Недра, 1969б, с. 68—156. (Тр. НИИГА, т. 161).

**Демокидов К.К., Первунинский В.А.** Геологическое строение и перспективы нефтеносности Пур-Оленекского района. Л., Гостоптехиздат, 1952, 59 с. (Тр. НИИГА, т. 46).

**Иванов В.Л.** Оленекское месторождение битумов. Л., Недра, 1979, 104 с. (Тр. НИИГА, т. 182).

**Кабаньков В.Я.** О возрасте битумов Оленекского поднятия. Л., Гостоптехиздат, 1954, с. 123—138. (Тр. НИИГА, т. 78).

**Каширцев В.А.** Особенности молекулярного состава природных битумов Сибирской платформы // Геология и геофизика, 1984 (9), с. 78—87.

**Каширцев В.А.** Природные битумы северо-востока Сибирской платформы. Якутск, Изд-во ЯФ СО АН СССР, 1988, 126 с.

**Каширцев В.А.** Органическая геохимия нафтидов Сибирской платформы. Якутск, Изд-во ЯФ СО РАН, 2003, 160 с.

**Каширцев В.А., Конторович А.Э., Филп Р.П., Чалая О.Н., Зуева И.Н., Иванова И.К., Меметова Н.П.** Биодеградация насыщенных циклических хемофоссилий // Геология и геофизика, 2001, т. 42 (11—12), с. 1792—1800.

**Конторович А.Э., Меленевский В.Н., Тимошина И.Д., Махнева Е.А.** Семейства верхнедокембрийских и кембрийских нефтей Сибирской платформы // Докл. РАН, 2000, № 1, с. 92—95.

**Макаров К.К., Косолапов Л.И.** Геологическое строение и перспективы южного склона Анабарской антеклизы на нефть и газ // Геологическое строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов. М., Недра, 1968, с. 341—351.

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

**Полякова И.Д., Стасова О.Ф.** Геохимия нафтидов северо-востока Сибирской платформы в связи с их условиями формирования и разрушения // Геохимические и гидрогеологические предпосылки поисков нефти и газа в Сибири. Новосибирск, СНИИГГиМС, 1983, с. 70—82.

**Сороков Д.С.** Пермские и триасовые отложения Лено-Оленекского района и перспективы их нефтегазоносности: Автореф. дис. ... к.г.-м.н. М., МГУ, 1963, 24 с.

**Старостина С.Б., Толкова Е.В., Зытнер Ю.И.** Запасы тяжелых нефтей в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Сборник материалов Международной научно-практической конференции «Природные битумы и тяжелые нефти». СПб., Недра, 2006, с. 331—338.

**Успенский В.А., Радченко О.А., Глебовская Е.А.** Основы генетической классификации битумов. Л., Недра, 1964, 266 с. (Тр. ВНИГРИ, вып. 230).

**Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Шаргородский И.Е., Войтович С.Е., Либерман В.Б.** Минерально-сырьевая база природных битумов республики Татарстан и ее освоение // Природные битумы и тяжелые нефти. СПб., Недра, 2006, с. 287—300.

**Connan J., Restle A., Albrecht P.** Biodegradation of crude oil in Aquitaine basin // Phys. Chem. Earth, 1979, № 12, p. 1—17.

**Dessort D., Connan J.** Occurrence of novel C-ring opened hopanoids in biodegraded oils from carbonate source rocks // Proceedings of the 16th International Meeting on Organic Geochemistry, Stavanger, Norway / K. Oygard (ed.), 1993, p. 485—495.

**Jiang Zhusheng, Fowler M.G., Lewis C.A., Philp R.P.** Polycyclic alkanes in a biodegraded oil from the Kelamayi oilfield, northwestern China // Org. Geochem., 1990, v. 15, p. 35—46.

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

**Lu S.N., Li W.M., Gu H.M., Gao P.** Effect of biological markers and kerogens in geochemical exploration for oil and gas // AAPG Bull., 1985, 69, p. 281.

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

**Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M.** The biomarker guide. 2<sup>nd</sup> ed. Cambridge University Press, New York, 2005, v. 2, 1155 p.

**Reed W.E.** Molecular compositions of weathered petroleum and comparison with its possible source // Geochim. Cosmochim. Acta, 1977, v. 41, p. 237—247.

**Rullkotter J., Wendisch D.** Microbial alteration of 17 $\alpha$ (H) hopanes in Madagascar asphalts: removal of C-10 methyl group and ring opening // Geochim. Cosmochim. Acta. 1982, v. 46. p. 1545—1554.

**Volkman J.K., Alexander R., Kagi R.J., Woodhouse G.W.** Demethylated hopanes in crude oils and their applications in petroleum geochemistry // Geochim. Cosmochim. Acta, 1983, v. 47, p. 785—794.

*Поступила в редакцию  
27 июля 2009 г.*