



УДК 552.578.2.061.3(571.56)

ГЕНЕЗИС НЕФТЕЙ И НЕФТЕПРОЯВЛЕНИЙ АНАБАРО-ХАТАНГСКОЙ СЕДЛОВИНЫ (АРКТИЧЕСКИЙ СЕКТОР СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ)

В. А. Каширцев*, Н. С. Ким*, Е. А. Фурсенко*, О. С. Дзюба*, А. Н. Фомин*, О. Н. Чалая**

В последние годы огромное внимание уделяется оценке ресурсов УВ сырья в малоизученных арктических районах на востоке России. Анабаро-Хатангская седловина, нефтепроявления в которой известны с 1940–1950-х гг., – один из объектов, перспективных на нефть и газ. До сих пор не решен вопрос о том, какие толщи были нефтематеринскими для локализованных здесь нефтидов. На основе информации по распределению углеводородов-биомаркеров в исследованных нефтидах (высокие концентрации сквалана, превышение содержаний адиантана над регулярным гопаном, присутствие гаммацераана) показано, что их источником было ОВ, которое накапливалось в условиях резко засоленного осадочного бассейна. Сопоставление полученных геохимических материалов с геологическими данными позволяет считать, что все изученные нефтиды обязаны своим происхождением главным образом органическому веществу нефтематеринских пород девонского соленосного комплекса, в меньшей степени – верхнепалеозойским образованиям.

Ключевые слова: Анабаро-Хатангская седловина, нефтиды, углеводороды-биомаркеры, алканы, терпаны, стераны, генезис нефти.

GENESIS OF OILS AND OIL SHOWS OF THE ANABAR-KHATANGA SADDLE (ARCTIC SECTOR OF THE SIBERIAN PLATFORM)

V. A. Kashirtsev, N. S. Kim, E. A. Fursenko, O. S. Dzyuba, A. N. Fomin, O. N. Chalaya

In recent years much attention is given to HC raw material resource evaluation in insufficiently known Arctic regions in the east of Russia. The Anabar-Khatanga saddle, which oil shows are known from 1940–1950-s, is one of the objects promising for oil and gas. The question of what strata oil sources were for localized naphthids there has not been resolved yet. According to data on distribution of hydrocarbon-biomarkers in investigated naphthids (high concentrations of squalane, exceedance of andiantan under regular gapane, presence of gammaceran) a conclusion that OM accumulated in conditions of extremely salinized sedimentary basin is made. The comparison of given geochemical materials with geological data allow to consider the all studied naphthids have its origin, mainly, in organic matter of oil source strata of Devonian salt-bearing complex, in a less degree – in Upper Paleozoic formations.

Keywords: Anabar-Khatanga saddle, naphthids, hydrocarbons biomarkers, alkanes, terpanes, steranes, genesis of oil.

Исследования по геохимии нефтей представляют серьезный научный и практический интерес, дают возможность ответить на вопрос, какие первичные и последующие процессы формирования углеводородов играли существенную роль в нефтеобразовании, а также наметить направления эволюции хемофоссилий (молекул-биомаркеров) на различных этапах существования Земли. И, наконец, что самое важное для практики поиска нефти и газа, они позволяют выработать дополнительные критерии прогноза нефтегазоносности в осадочных бассейнах.

По мнению многих исследователей прошлого столетия, основной «очаг» генерации углеводородных флюидов в районе Анабаро-Хатангской седловины (АХС) связан с прибрежно-морскими отложениями пермского возраста [2, 4, 5, 8]. По-видимому, первые сомнения об исключительно пермском происхождении нефтидов АХС возникли при детальном изучении состава и распреде-

ления молекул-биомаркеров в нефти из скв. 102 Южного Тигяна [1, 6]. Высокие концентрации гаммацераана, сквалана и ряд других геохимических признаков свидетельствовали о формировании материнских отложений, скорее всего, в условиях интенсивно засоленного бассейна.

В последующем были детально изучены состав и распределение биомаркеров в нефтях месторождений Южного Тигяна и Нордвика, в нефтепроявлениях из керна скважин пермских пород Северо-Суолемской площади и обнажений юрского разреза северной периферии полуострова Юрюнг-Тумус [15]. Эти результаты и легли в основу настоящей статьи. Для сравнения рассмотрены материалы по геохимии нефтей Непско-Ботубинской антеклизы (НБА) и Южно-Оманского соленосного бассейна (ЮОСБ) Аравийской платформы [10, 12].

Общие сведения

В результате проведенных в 1940–1950 гг. геолого-разведочных работ в АХС наряду с уже

*ИНГГ СО РАН (Новосибирск); **ИПНГ СО РАН (Якутск)



известными поверхностными нефтепроявлениями были открыты Южно-Тигянское и Нордвикское месторождения, а также нефтепроявления различной интенсивности на Кожевниковской, Ильинской, Чайдахской площадях глубокого бурения [4]. Основные залежи локализованы в пермских и триасовых отложениях, а разрозненные нефтепроявления отмечены в породах от девона до юры. Максимальная насыщенность нефтью фиксировалась в пермских отложениях, в пограничной зоне между верхней частью нижнекожевниковской и нижней частью верхнекожевниковской свит. К этой части разреза приурочены залежи нефти в двух куполовидных поднятиях Южно-Тигянского месторождения (горизонт XI). На западном куполе из самых верхних слоев нижнекожевниковской свиты были получены притоки нефти до 15,3 м³/сут и газа – до 1455 м³/сут (скв. 102-Р). На восточном куполе Южно-Тигянской структуры притоки нефти из этой же части разреза существенно ниже – менее 1 м³/сут [4].

Материал и методика исследования

В предлагаемой статье приведены результаты геохимических исследований нефтей Южно-Тигянского и Нордвикского месторождений, а также нефтепроявлений из керна скважин Северо-

Суолемской площади и образцов из поверхностных обнажений полуострова Юрюнг-Тумус. Местоположение точек отбора проб изученных нафтидов показано на рис. 1.

Методика исследований всех образцов была единой. Отбензиненные нефти и хлороформенные экстракты из керна и проб поверхностных обнажений после осаждения асфальтенов избытком петролейного эфира разделяли методом элюэнтной жидкостной хроматографии (на колонке с силикагелем АСК и оксидом алюминия) на смолы, метаново-нафтенновые и нафтенноароматические углеводороды (УВ). Хромато-масс-спектрометрические исследования насыщенных и ароматических УВ проводили 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. Газ-носитель – гелий, скорость потока 1 мл/мин. Температура испарителя 320 °С; программирование подъема температуры от 100 до 300 °С со скоростью 4 °С/мин с последующей изотермой в течение 30 мин. Ионизирующее напряжение источника 70 эВ, температура источника 220 °С. Хроматограммы угле-

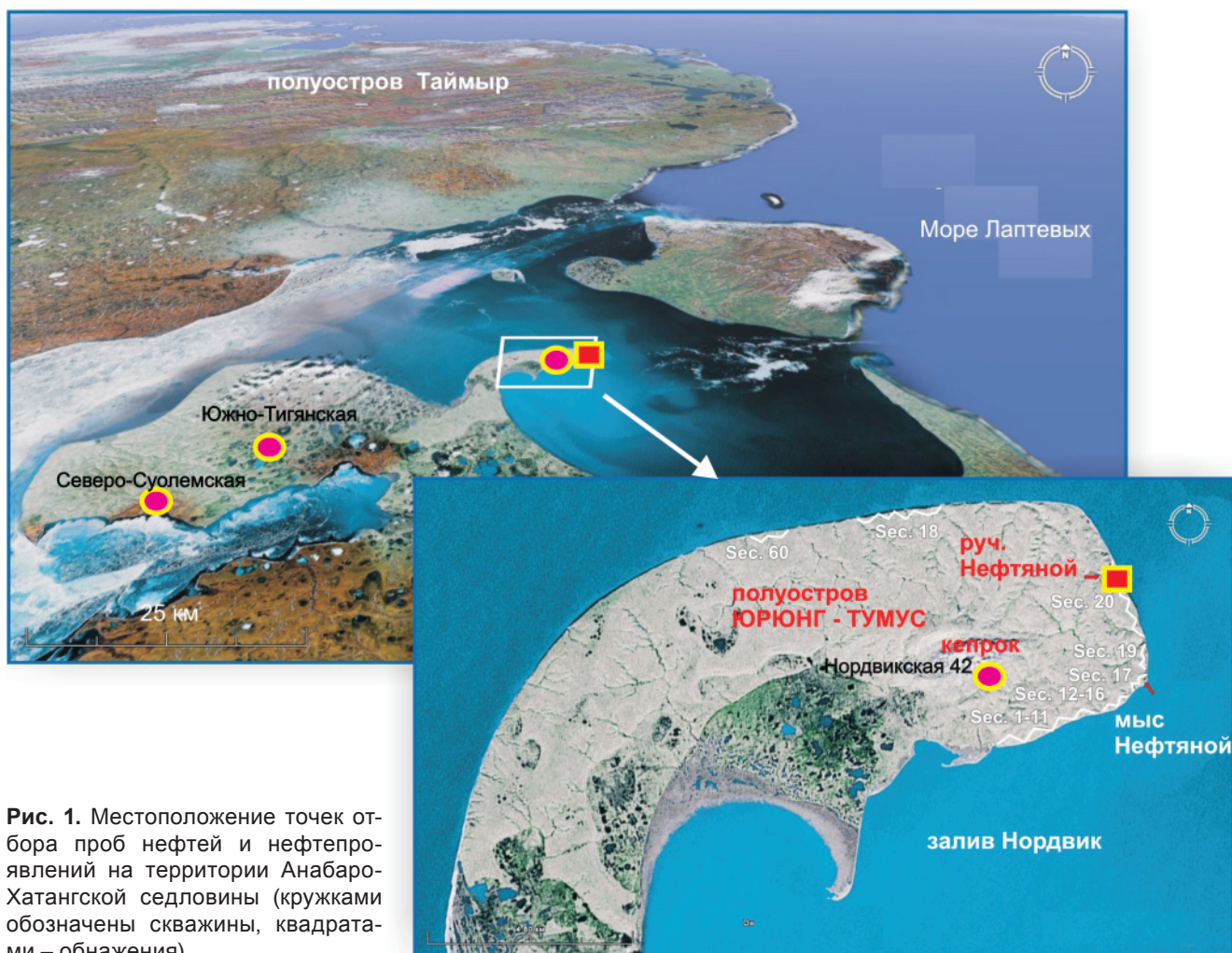


Рис. 1. Местоположение точек отбора проб нефтей и нефтепроявлений на территории Анабаро-Хатангской седловины (кружками обозначены скважины, квадратами – обнажения)



водородов получены по общему ионному току (TIC) и характеристическим фрагментным ионам (SIM). Идентификацию индивидуальных УВ проводили посредством компьютерного поиска в библиотеке Национального Института Стандартов NIST-05 (более 130 тыс. масс-спектров органических соединений), по литературным данным и с помощью реконструкции структур по характеру ионной фрагментации при электронном ударе.

Результаты и их обсуждение

Южнотиганская и нордвикская нефти тяжелые (плотность 932 и 935 кг/м³ соответственно) с высоким содержанием серы (3,20 и 1,71 % соответственно). Содержание фракции, выкипающей до 200 °С, невелико (17,53 и 7,04 % на нефть соответственно). Структурно-групповой состав нефтей и хлороформенных экстрактов приведен в таблице.

Структурно-групповой состав нафтидов Анабаро-Хатангской седловины (в % на нефть или на хлороформенный экстракт)

Проба	Углеводороды			Смолы	Асфальтены
	Me-Nn	Nn-Ar	Сумма		
<i>Нефть</i>					
Южно-Тиганская скв. 102-Р, 1583–1670 м, Р ₁	33,79	32,42	66,21	24,18	9,62
Нордвикская скв. 42, 128 м, Т ₂	35,49	37,92	73,41	18,32	8,27
<i>Нефтепроявление</i>					
П-в Юрюнг-Тумус, обнажение, J ₂	32,11*	38,23*	70,35*	26,44*	3,22*
Северо-Суолемская скв. 2, 832–833 м, Р ₂	34,34	27,83	62,17	32,29	5,54

Примечания. *Среднее по четырем пробам. Фракции: Me-Nn – метано-нафтеновая; Nn-Ar – нафтено-ароматическая.

Хромато-масс-спектрометрические исследования насыщенных углеводородов по общему ионному току (TIC) показали, что распределение n-алканов и изопреноидов во всех исследованных нафтидах существенно различается в зависимости от глубин их залегания и отражает в целом степень химического, главным образом биохимического, окисления (биодеградаци). Наименее бактериально деградированы нефти Южно-Тиганского месторождения (хорошая сохранность n-алканов, регулярных и нерегулярных изопреноидов). Более микробиально окислены нефти Нордвикской площади и поверхностные нефтепроявления из обнажений мыса Юрюнг-Тумус, в которых n-алканы большей частью редуцированы (рис. 2).

Вместе с тем на хроматограммах по фрагментному иону m/z 191, отражающих состав и распределение терпановых углеводородов-биометок, для всех нафтидов АХС мы видим абсолютно идентичную картину – свидетельство общего генезиса этих углеводородных флюидов (рис. 3). Наблюдается постоянное превышение концентраций адиантана (пик h29) над собственно гопаном (пик h30). Подобные соотношения для гопаноидов нефтей различного возраста и генезиса весьма редки и считаются признаком накопления нефтематеринского органического вещества в карбонатных и/или карбонатно-эвапоритовых фациях

[13, 14, 18]. Другим существенным геохимическим признаком Анабаро-Хатангских нафтидов является относительно высокая концентрация гаммацера (пик G на рис. 3, 4). Отношение концентрации этого углеводорода к регулярному гопану (пик h30) в нафтидах АХС лежит в пределах 0,29–0,33 против значений 0,08–0,16 для докембрийских нефтей (НБА), от 0,15 (месторождение Рима) до 0,29 (месторождение Эль-Бурдж) в нефтях ЮОСБ, а в верхнепалеозойско-мезозойских нефтяных оторочках Вилюйской синеклизы гаммацера вообще не идентифицируется. Как видно из рис. 3, 4, нафтиды АХС и неопротерозойские нефти ЮОСБ Аравийской платформы характеризуются близким (или почти идентичным) распределением терпановых хемофоссилий.

Присутствие пентациклического биомаркера гаммацера (пик G, структура показана на рис. 3) является одним из наиболее ярких признаков на-

копления нефтематеринских отложений в условиях засоленных лагун. Его происхождение связано с восстановлением тетраиманола – пентациклического спирта, заменяющего стероиды в мембранах фототрофных Protozoa, которые синтезируют себе подобных в условиях высокой солености вод. Значительные концентрации гаммацера в нефтях практически безошибочно указывают на повышенную минерализацию вод осадочного бассейна при формировании материнских отложений [14, 18]. И как видно из приведенных материалов, отражающих условия седиментации (в том числе уровень солености придонных вод), нафтиды АХС по составу ближе к нефтям южного Омана, чем к неопротерозойским нефтям Сибирской платформы (см. рис. 4).

Несколько иная картина складывается по стерановым биомаркерам (хемофоссилиям). Их состав и распределение в изученных нафтидах АХС достаточно однообразны и в целом могут быть представлены нордвикской нефтью (рис. 5). Хроматограмма нордвикской нефти по фрагментному иону m/z 217 не имеет ничего общего с хроматограммами нефтей Омана и Сибирской платформы. Последние, по существу, не отличаются друг от друга, тогда как первая обладает совершенно другим распределением тетрациклических биометок (рис. 6). Неопротерозойские нефти

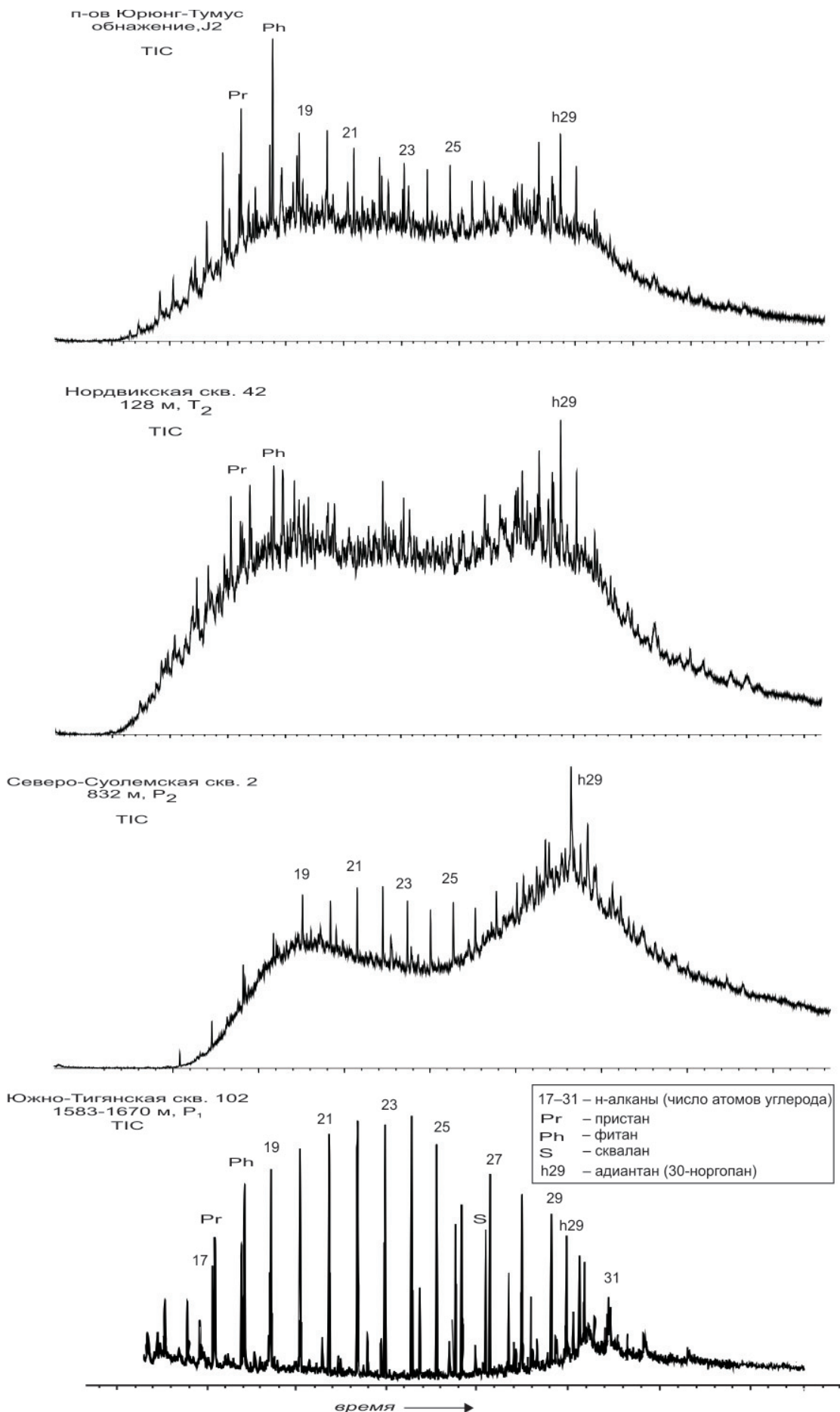


Рис. 2. Масс-хроматограммы по общему ионному току (TIC) во фракциях насыщенных углеводородов нефтяных Анабаро-Хатангской седловины

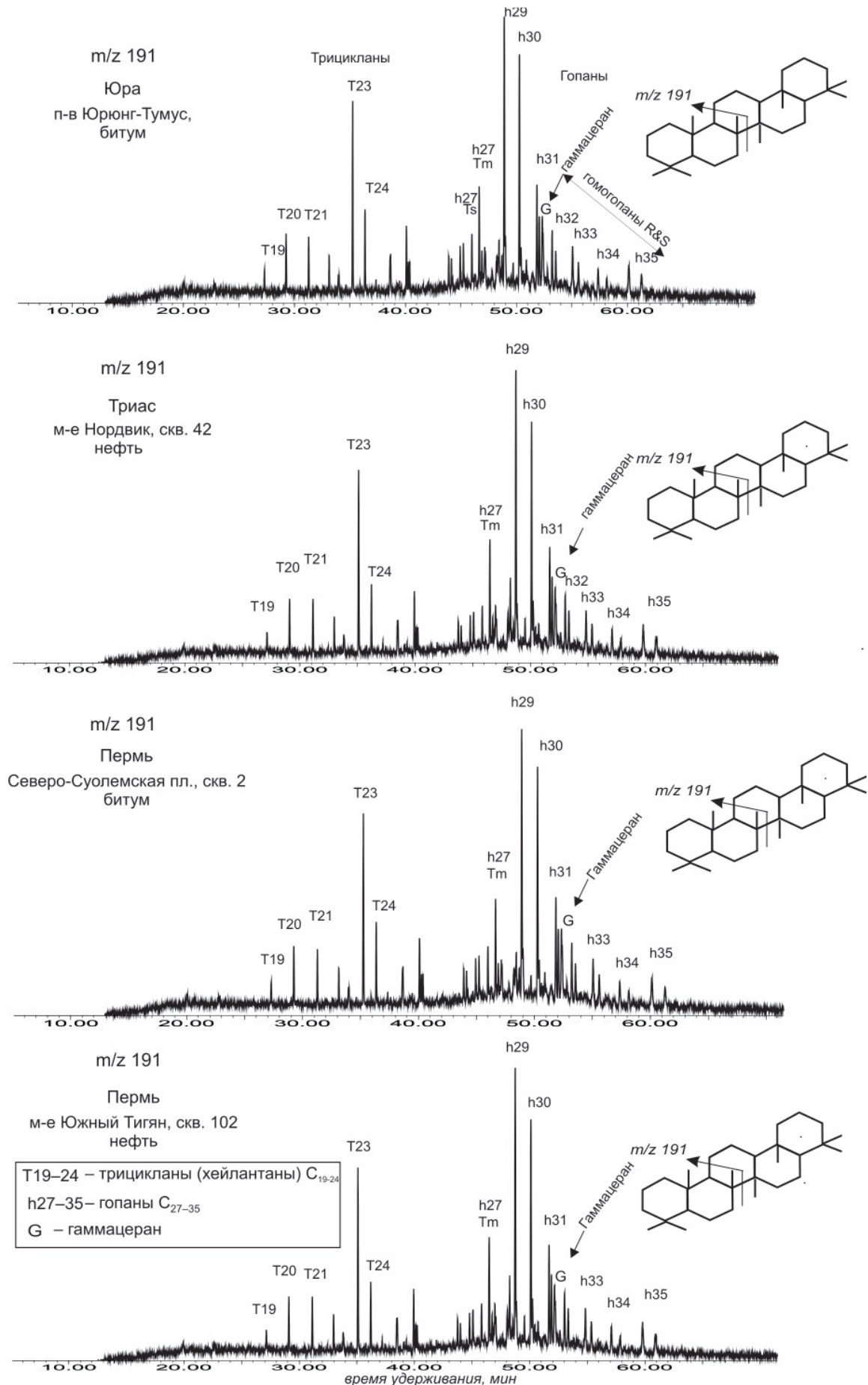


Рис. 3. Масс-хроматограммы распределения терпанов (по фрагментному иону m/z 191) фракций насыщенных углеводородов нафтидов Анабаро-Хатангской седловины

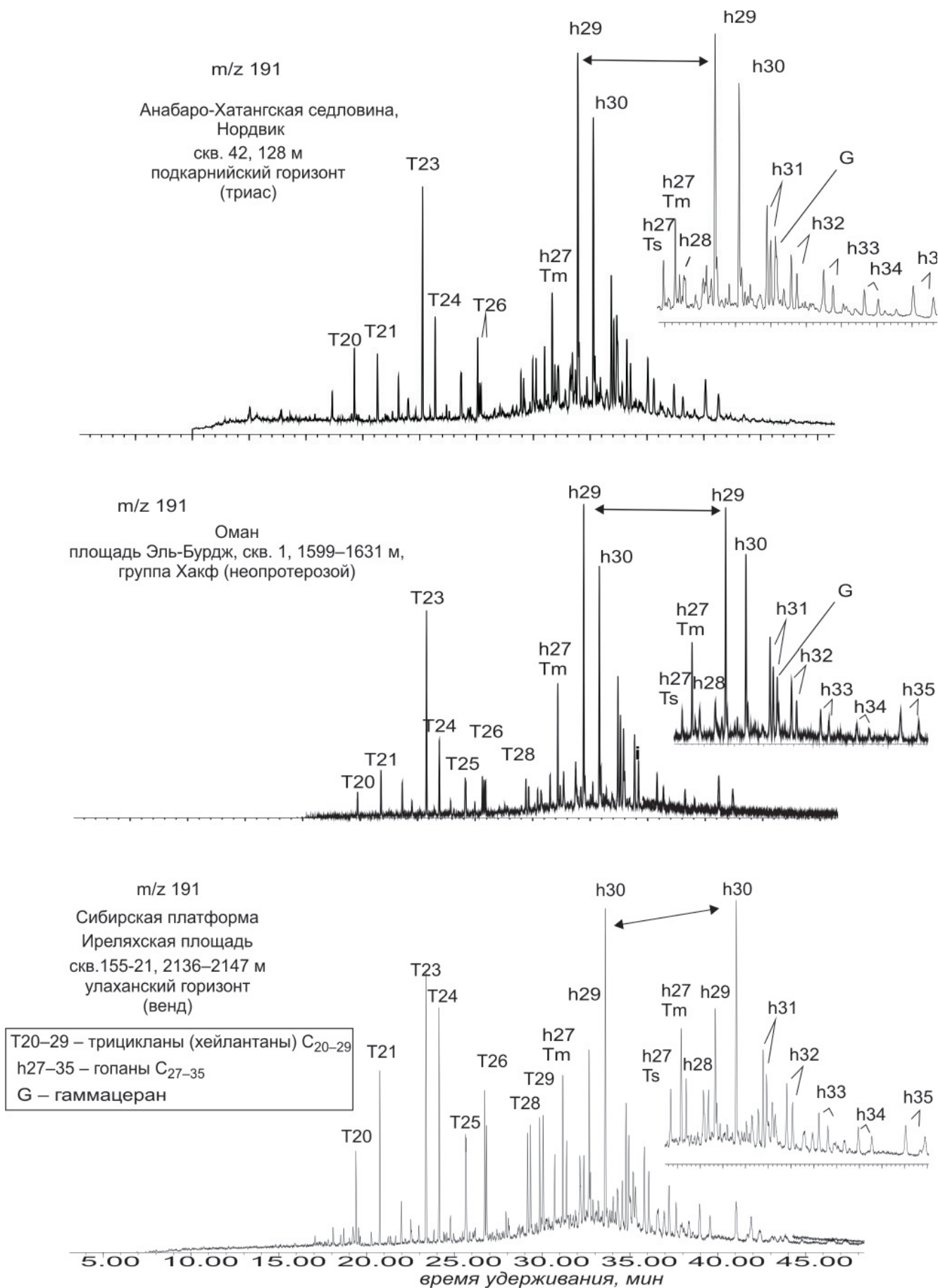


Рис. 4. Масс-хроматограммы распределения терпанов (m/z 191) во фракциях насыщенных углеводородов нефти Анабаро-Хатангской седловины, Южно-Оманского соленосного бассейна и Непско-Ботубобинской антеклизы Сибирской платформы

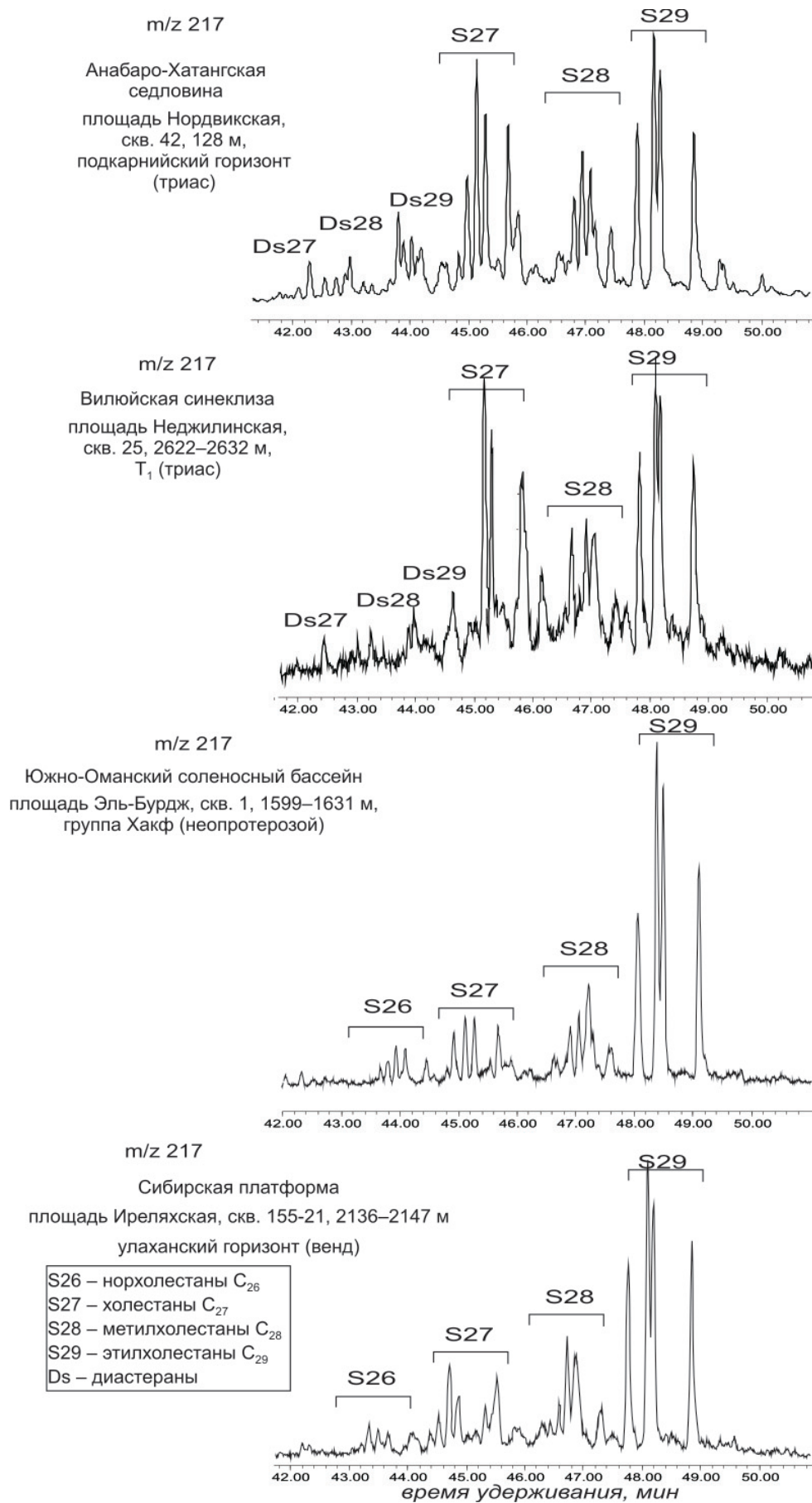


Рис. 5. Масс-хроматограммы распределения стеранов (m/z 217) во фракциях насыщенных углеводородов нефтей Анабаро-Хатангской седловины, Вилуйской синеклизы, Южно-Оманского соленосного бассейна и Непско-Ботубинской антеклизы Сибирской платформы



Омана и НБА характеризуются исключительным преобладанием этилхолестанов C_{29} ($C_{29} > C_{28} > C_{27}$) и практически полным отсутствием диастеранов. На масс-хроматограммах на месте диастеранов в насыщенных фракциях этих нефтей элюируются норхолестаны C_{26} , которые отсутствуют в нефтях и битумах АХС. Распределение стеранов в нефтях АХС – $C_{28} < C_{29}$ и $C_{28} < C_{27}$, с относительно небольшим преобладанием этилхолестанов над собственно холестанами и постоянным присутствием диастеранов (отношение диастеранов к регулярным стеранам колеблется в интервале от 0,13 до 0,40) и в этом случае значительно ближе к «континентальным» нефтям Вилюйской синеклизы (см. рис. 5). Образование диастеранов на стадиях позднего диагенеза нуждается в каталитическом участии алюмосиликатов, что подчеркивает терригенность, а точнее присутствие глинистых минералов в составе материнских отложений [9, 11, 14].

Таким образом, возникают определенные различия в реконструкции условий формирования нефтематеринских отложений для нафтидов АХС по терпановым и стерановым биометкам. Если первые однозначно свидетельствуют о накоплении органического вещества в эвапоритовых (карбонатно-эвапоритовых) фациях, то вторые – о присутствии терригенной (глинистой) составляющей.

Дополнительными параметрами для восстановления «облика» материнских свит могут служить состав и распределение полициклических ароматических углеводородов. Хорошо известно, что ароматические углеводороды обычно не синтезируются живыми организмами, а образуются в результате биохимических и термохимических реакций в процессе диа- и катагенеза [17]. Следы полициклических ароматических УВ в некоторых представителях растительного и животного мира обусловлены не синтезом, а накоплением их в процессе жизнедеятельности, поэтому они, как правило, не рассматриваются в качестве возможных биомаркеров. Вместе с тем ряд соединений, главным образом триароматических стероидов и некоторых фенантроновых углеводородов, образующихся в результате деградации дитерпеноидов, могут помочь в определении источника и даже возраста ископаемого органического вещества. В частности, рассматривая масс-спектральные данные по распределению фенантронов в нефтях различного генезиса, находим, что, например, во всех пермских и мезозойских «континентальных» нефтях Вилюйской синеклизы присутствует ретен в относительно высоких концентрациях (рис. 6). В неопротерозойских нефтях НВА и ЮОБС ретен, как правило, не идентифицируется, а в нефтях АХС есть всегда, хотя и в не столь значительных концентрациях, как в нафтидах Вилюйской синеклизы. Основным предшественником ретена – фихтелит, типичный дитерпеноид смол хвойных рас-

тений [14, 17]. Фихтелит не является термобарически устойчивым соединением и дегидрируется до ароматического ретена на стадиях позднего диагенеза – раннего катагенеза (рис. 7). Как известно, возникновение и экспансия на континенты хвойных растений произошли на рубеже позднего карбона и перми, т. е. присутствие (или отсутствие) ретена в нефтях может служить определенным возрастным маркером нефтематеринских отложений. Это обстоятельство, как и особенности распределения стеранов, можно рассматривать в качестве свидетельства дополнительного участия органического вещества верхнепалеозойских отложений в формировании общего геохимического облика нефтей АХС.

В последние годы В. А. Кригин [7] выдвинул идею о генерации нефтепроявлений на севере Сибирской платформы (в том числе и в АХС) органическим веществом из отложений нижнего кембрия и венда, находящимся, по мнению автора, *в начале главной фазы нефтеобразования* (курсив наш. – Авт.). По-видимому, следует напомнить, что на северном обрамлении Анабарской антеклизы верхнекембрийские карбонатные отложения перекрываются пермской угленосной формацией с углями длиннопламенной и газовой стадий углефикации (месторождение Доруоха, р. Анабар), т. е. с углями градаций мезокатагенеза МК₁₋₂. Далее на север, к приосевой части Лено-Анабарского прогиба и Тигяно-Анабарской складчатой ветви, где существенно возрастают мощности мезозойских образований и в разрезе появляются среднепалеозойские породы, катагенез органического вещества в нижнекембрийской свите перми и тустахской свите пермо-карбона достигает начальных градаций апокатагенеза (АК₁₋₂). Вполне естественно, что катагенетическая преобразованность органического вещества венд-кембрийских отложений здесь будет превышать таковое для верхнепалеозойских пород не менее чем на две градации. Вероятнее всего, речь должна идти о завершении процессов нефте- и газообразования. Даже при полной реализации древними материнскими отложениями своего нефте- и газогенерационного потенциала трудно себе представить вертикальные перетоки углеводородных флюидов сквозь среднепалеозойскую толщу, тем более что указанные геохимические особенности анабаро-хатангских нафтидов не дают оснований для подобного заключения. Во-первых, отличие нафтидов АХС от древних нефтей Сибирской платформы заключается в отсутствии в слабо биодegradированных нефтях Южного Тигяна 12- и 13-монометилалканов и в относительно тяжелом изотопном составе углерода: $\delta^{13}C = -29,2 \text{ ‰}$ против $\delta^{13}C = -32 \dots -37,2 \text{ ‰}$ в неопротерозойских нефтях и природных битумах Сибирской платформы [6, 10]. Во-вторых, это существенная разница в распределении стеранов. В нафтидах АХС наблюдается другой ряд

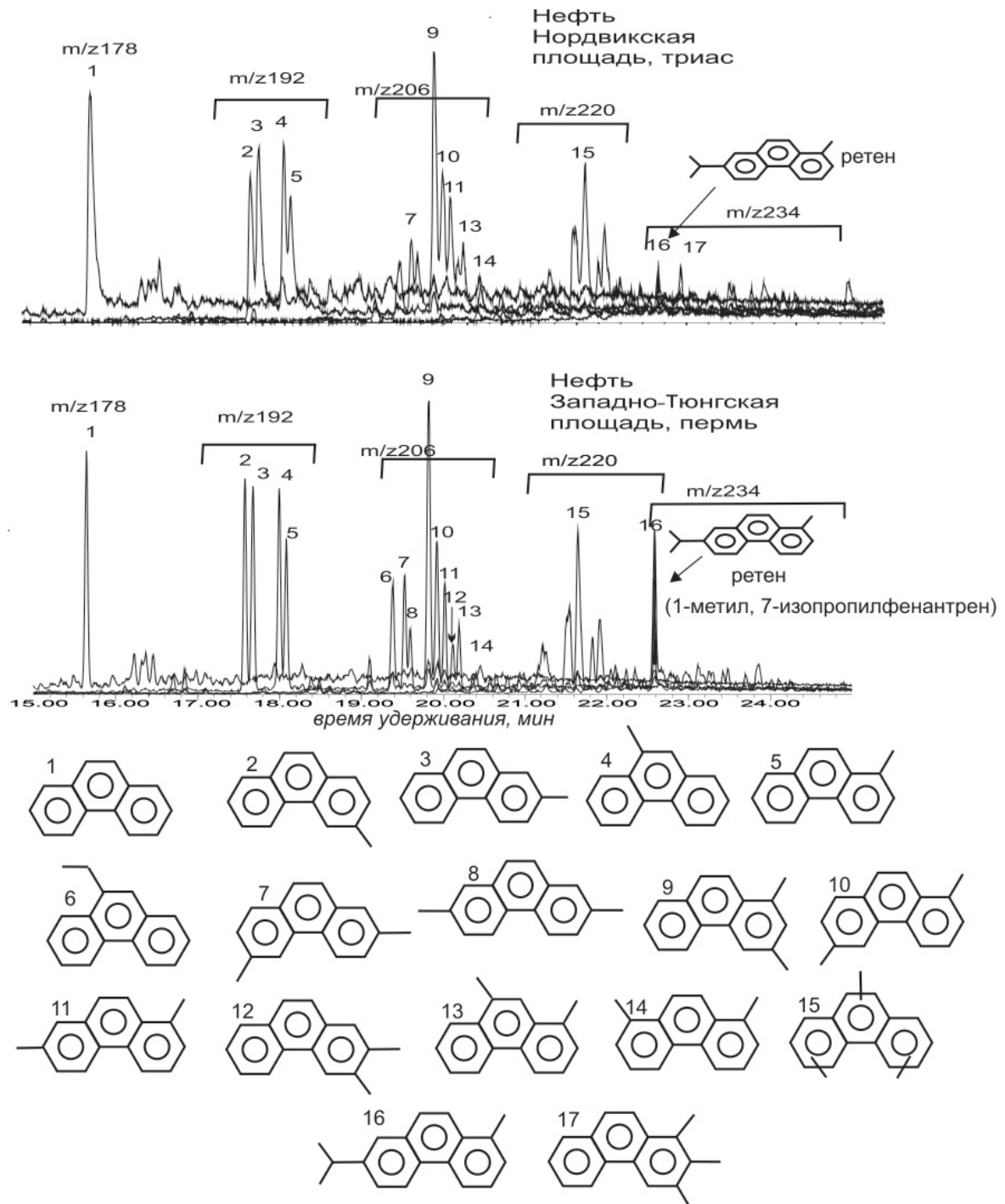


Рис. 6. Синтетические масс-хроматограммы (m/z 178+192+206+220+234) распределения фенантронов в нефтях Анабаро-Хатангской седловины и Вилюйской синеклизы

соотношений холестанов, метил- и этилхолестанов ($C_{28} < C_{29}$ и $C_{28} < C_{27}$) и постоянное присутствие нерегулярных диастеранов. В нефтях неопротерозоя и раннего кембрия Сибирской платформы (и Омана) диастераны отсутствуют, а этилхолестаны резко доминируют над стеранами C_{28} и C_{27}

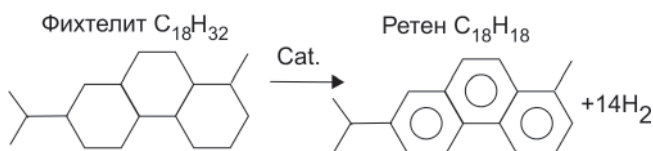


Рис. 7. Схема каталитического дегидрирования фихтелита в позднем диагенезе [14]

[12, 14]. В-третьих, наличие ретена свидетельствует, скорее всего, об определенном участии позднепалеозойского органического вещества в генерации углеводородных флюидов АХС.

Следует отметить, что к выводу о формировании основных нефтематеринских отложений АХС в условиях среднепалеозойского эвапоритового осадконакопления и «ответственных» за генерацию нефтей и нефтепроявлений пришли участники Российско-Германской экспедиции (FIGNR и ВСЕГЕИ), представившие свои материалы на Международном геохимическом конгрессе в Бремене [16].



Выводы

На Сибирской платформе эвапоритовые формации связаны с неопротерозойско-раннекембрийскими и девонскими осадочными образованиями. Первые развиты к западу и юго-западу от барьерного рифа, протягивающегося от Анабарской антеклизы до Алданского щита. В пределах северного обрамления Сибирской платформы в венд-раннекембрийское время существовала типичная карбонатная платформа. Пласты девонских солей, ангидритов и гипсов развиты в Кемпендяйской впадине (западная часть Вилюйской синеклизы) и на рассматриваемой территории АХС, где слагают дипирические структуры и их кепроки [1, 3, 4]. Судя по приведенным геохимическим материалам, все изученные нефтиды АХС обязаны своим происхождением главным образом органическому веществу девонского соленосного комплекса. Менее существенным представляется вклад верхнепалеозойских нефтематеринских пород.

Авторы надеются, что выводы о генезисе изученных нефтидов будут отражены в количественной оценке перспектив нефтегазоности северного обрамления Лено-Анабарской депрессии и собственно АХС в зоне ее сочленения с Енисей-Хатангским региональным прогибом.

Работа выполнена при поддержке фонда Сибирского отделения РАН в рамках интеграционного проекта № 18 и гранта Президента РФ НШ-4498.2012.5.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Биомаркеры** в нефтях восточных районов Сибирской платформы как индикаторы условий формирования нефтепроизводивших отложений [Текст] / В. А. Каширцев, А. Э. Конторович, Р. П. Филп [и др.] // Геология и геофизика. – 1999. – Т. 40, № 11. – С. 1700–1710.
- Гедройц, И. А.** Таймырская депрессия – возможный бассейн пермского нефтеобразования [Текст] / И. А. Гедройц // Сборник статей по геологии Советской Арктики. – Л. : Гостоптехиздат, 1951. – С. 5–13. – (Тр. НИИГА; вып. 10).
- Геология** нефти и газа Сибирской платформы [Текст] / Под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова, А. А. Трофимука. – М. : Недра, 1981. – 552 с.
- Грамберг, И. С.** Нефтеносные формации северной части Средней Сибири [Текст] / И. С. Грамберг // Геологическое строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов : матер. Всесоюз. совещ. по оценке нефтегазоносности Якутии. – М. : Недра, 1968. – С. 41–47.
- Калинко, М. К.** История геологического развития и перспективы нефтегазоносности Хатангской впадины [Текст] / М. К. Калинко. – Л. : Гостоптехиздат, 1959. – 360 с.
- Каширцев, В. А.** Органическая геохимия нефтидов востока Сибирской платформы [Текст] / В. А. Каширцев. – Якутск : Изд-во ЯФ СО РАН, 2003. – 160 с.
- Кринин, В. А.** О генезисе нефтидов на севере Сибирской платформы [Текст] / В. А. Кринин // Горные ведомости. – 2011. – № 12. – С. 24–31.
- Степаненко, Г. Ф.** Геохимическая характеристика органического вещества и нефтидов Анабаро-Хатангской седловины (в связи с нефтегазоносностью) [Текст] / Г. Ф. Степаненко // Геохимические критерии формирования зон нефтегазоаккумуляции в платформенных областях Сибири. – Новосибирск, 1986. – С. 52–58.
- Петров, А. А.** Углеводороды нефти [Текст] / А. А. Петров. – М. : Наука, 1984. – 263 с.
- Geochemistry** of the Precambrian Oils of Eurasia and Australia [Text] / A. E. Kontorovich, V. A. Kashirtsev, I. D. Timoshina, N. S. Kim // Petroleum Frontiers. – 2005. – Vol. 20, N 3. – P. 11–26.
- Moldowan, J. M.** Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks [Text] / J. M. Moldowan, W. K. Seifert, E. J. Gallegos // AAPG Bulletin. – 1985. – Vol. 69. – P. 1255–1268.
- Origin** of petroleum in the neoproterozoic-cambrian south Oman salt basin [Text] / E. Grosjean, G. D. Love, C. Stalvies [et al.] // Organic Geochemistry. – 2009. – Vol. 40. – P. 87–110.
- Peculiarities** of salt lake sediments as potential source rocks in China [Text] / F. Jiamo, S. Guoying, P. Pingan [et al.] // Organic Geochemistry. – 1986. – Vol. 10. – P. 119–126.
- Peters, K. E.** The biomarker guide. 2nd ed. [Text] / K. E. Peters, C. C. Walters, J. M. Moldowan. – New York : Cambridge University Press, 2005. – 1155 p.
- Showings** of Oil in Jurassic Section of Laptev Sea Coast (Siberian Arctic) [Text] / V. A. Kashirtsev, O. S. Dzyuba, B. N. Shurygin, N. S. Kim // Earth Science Frontiers. – 2010. – Vol. 17, Special Issue. – P. 384–385.
- Source** rock potential and oil-source rock correlation of Mesozoic sequences in the Khatanga-Anabar region (Siberian Arctic, Russia) [Текст] / Ch. Ostertag-Henning, N. Sobolev K. Piepjohn [et al.] // The 24th International Meeting on Organic Geochemistry. Abstracts. – Bremen, Germany, 2009. – P. 172.
- Spyckerelle, C.** Aromatic hydrocarbons from geological sources. III. A tetrahydrochrysenes derived from triterpenes in recent and old sediments: 3,3,7-trimethyl-1,2,3,4-tetrahydrochrysenes [Text] / C. Spyckerelle, A. Greiner, P. Albrecht // J. Chem. Res. – 1977. – N 12. – P. 330–331.
- The microbial** input in carbonate-anhydrite facies of a sabkha paleoenvironment from Guatemala: A molecular approach [Текст] / J. Connan, J. Bouroulllec, D. Dessort, P. Albrecht // Organic Geochemistry. – 1986. – Vol. 10. – P. 29–50.