

УДК 553.98:571.5;552.578.2.061.32;550.4:552.78.2

НЕФТЕМАТЕРИНСКИЕ СВОЙСТВА И КОРРЕЛЯЦИЯ ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО ПОРОД—НАФТИДЫ ИРЭМЭКЭНСКОЙ ТОЛЩИ ВЕРХНЕГО РИФЕЯ КАМОВСКОГО СВОДА БАЙКИТСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ (Сибирская платформа)

Л.Н. Болдусhevская¹, С.В. Фадеева², И.В. Гончаров², П.В. Трушков², В.В. Самойленко², М.А. Веклич², Н.Б. Красильникова¹, Д.М. Савчик¹, Г.Ю. Рудая¹, А.Б. Турова³, Ю.Л. Николаева³

¹ ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», 660098, Красноярск, ул. 9 Мая, 65 «Д», Россия

² АО «ТомскНИПИнефть», 634027, Томск, просп. Мира, 72, Россия

³ ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз», 660016, Красноярск, ул. Анатолия Гладкова, 2А, Россия

Для построения бассейновой модели выполнен и проанализирован комплекс лабораторных исследований рифейских пород и нефтей методами органической геохимии, в частности, удалось сравнить параметры органического вещества верхнерифейской ирэмэкэнской углеродистой пачки и нефтей по углеводородам-биомаркерам. Анализ полученных данных хромато-масс-спектрометрии показал неординарность ирэмэкэнской толщи и нефтей, полученных из нее, что проявляется в низком содержании хейлантанов и стеранов, групповом составе экстрактов. Обогащенные ОВ отложения ирэмэкэнской толщи верхнего рифея с превосходным нефтегазогенерационным потенциалом в пределах Камовского свода достигли пика нефтегенерации, вероятно, только в самой погруженной части Мадринского прогиба, что не позволило бы полностью заполнить ловушки. Распределение трициклических терпанов в битумоидах пород в изученных скважинах указывает на недостаточную зрелость ОВ ирэмэкэнской толщи, однако в самых погруженных зонах Камовского свода и прилегающих территорий генерация, несомненно, происходила из ОВ ирэмэкэнской толщи и в нефтях из верхнеирэмэкэнской подтолщи, мы это отмечаем на Куюмбинском месторождении и Терско-Камовском участке.

Рифей, катагенез, пиролиз, углеводороды-биомаркеры, нефтегазогенерационный потенциал, нефтегазогенерация, бассейновое моделирование, Камовский свод, Байкитская антеклиз, Сибирская платформа

PETROLEUM POTENTIAL AND ORGANIC-MATTER–OIL CORRELATION IN THE ROCKS OF THE UPPER RIPHAN IREMEKEN FORMATION IN THE KAMO ARCH OF THE BAIKIT ANTECLISE (Siberian Platform)

L.N. Boldushevskaya, S.V. Fadeeva, I.V. Goncharov, P.V. Trushkov, V.V. Samoilenko, M.A. Veklich, N.B. Krasil'nikova, D.M. Savchik, G.U. Rudaya, A.B. Turova, Yu.L. Nikolaeva

A complex of laboratory studies of Riphean rocks and oils was carried out by the organic-geochemistry methods to construct a basin model for the Kamo arch of the Baikite antecline of the Siberian craton. We compared the parameters of the organic matter (OM) and oils of the Upper Riphean Iremeken carbonaceous member by biomarker hydrocarbons. Analysis of the obtained chromatography–mass spectrometry data showed an unordinary group hydrocarbon composition of extracts from the OM and oils and low contents of cheilanthanes and steranes in them. Within the Kamo arch, the Upper Riphean Iremeken OM-enriched deposits with a high petroleum potential might have reached the peak of petroleum generation only in the deepest part of the Madra trough; thus, the traps could not be completely filled with oil. The distribution of tricyclic terpanes in the rock bitumens from the studied wells testifies to immature OM in the Iremeken Formation. However, in the most submerged zones of the Kamo arch and in the adjacent areas, oil was generated from the OM of the Iremeken Formation. This is evidenced by the oils of the Upper Iremeken Subformation in the Kuyumbinskoe field and the Ter'-Kamo license area.

Riphean, catagenesis, pyrolysis, biomarker hydrocarbons, petroleum potential, petroleum generation, basin modeling, Kamo arch, Baikite antecline, Siberian Platform

ВВЕДЕНИЕ

Камовский свод Байкитской антеклизы представляет собой уникальный геологический объект с установленной нефтегазоносностью в древних рифейских отложениях на западе Сибирской платформы. Разрез представлен карбонатными и терригенно-карбонатными породами рифея, венда, соленосно-карбонатными и терригенно-карбонатными породами нижнего палеозоя с интервалами развития пласто-

© Болдусhevская Л.Н., Фадеева С.В., Гончаров И.В., Трушков П.В., Самойленко В.В., Веклич М.А., Красильникова Н.Б., Савчик Д.М., Рудая Г.Ю., Турова А.Б., Николаева Ю.Л., 2024

✉ e-mail: boldushevskayaLN@knipi.rosneft.ru

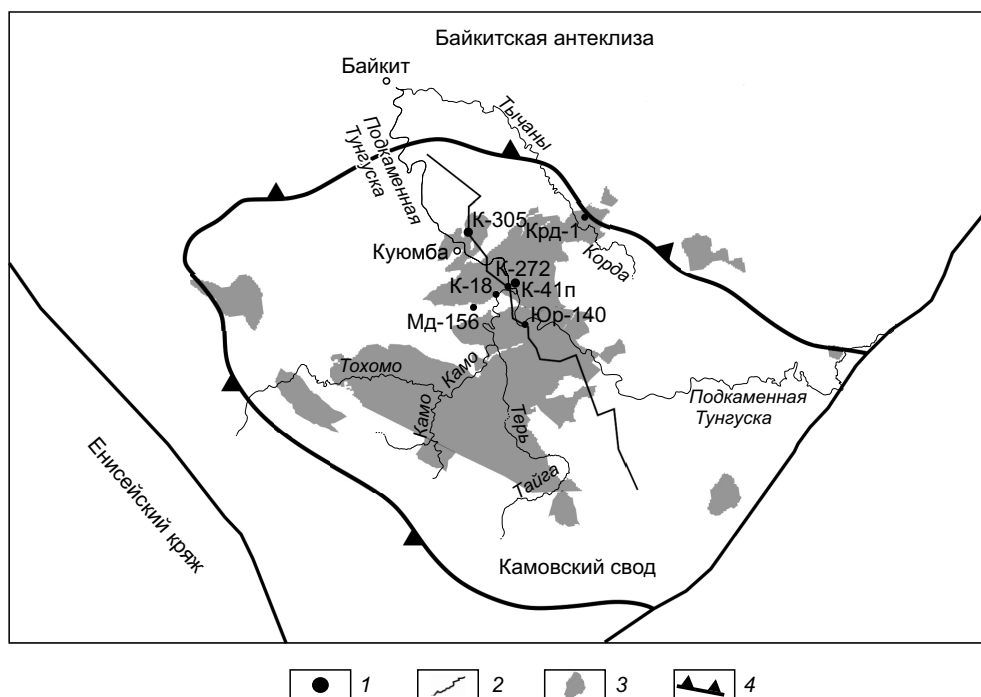


Рис. 1. Структурно-тектоническая схема северо-запада Сибирской платформы (отражающий горизонт Б в кровле тэтэрской свиты венда).

1 — скважины для 1D моделирования, 2 — линия разреза для 2D моделирования, 3 — контуры месторождений, 4 — граница Камовского свода.

вых долеритов (рис. 1, 2). Здесь открыты такие месторождения нефти и газа, как Юрубчено-Тохомское, Куюмбинское, Камовское и другие. В разрезе рифейских отложений выделяются три продуктивных горизонта Р0, Р1 и Р2, которые отделяются друг от друга токурской и копчерской, преимущественно глинистыми толщами. Коллекторы всех залежей рифейских отложений представлены в основном карбонатными разностями пород, с каверново-трещинным, очень редко каверново-порово-трещинным типом пустотного пространства. Отдельные проблемы нефтегазоносности верхнего протерозоя запада Сибирской платформы (рифей и венда) рассматривались многими исследователями (Т.К. Баженова, А.Э. Конторович, А.А. Конторович, Б.Б. Кренцлер, Л.Л. Кузнецов, В.А. Кринин, П.П. Скоробогатых, В.С. Старосельцев, В.С. Сурков, А.А. Трофимук, Ю.А. Филиппов, В.В. Харахинов, С.И. Шленкин и др.).

Несмотря на значительный объем геолого-геофизической информации, вопросы истории формирования залежей и происхождения УВ требуют дальнейшего изучения. Вопросы об источниках УВ, процессах миграции и образовании залежей в рифейских толщах до сих пор остаются актуальными. Моделирование при обоснованных входных геолого-геофизических и геохимических данных позволяет оценивать возможность, объемы заполнения углеводородами выделяемых сейсморазведочными работами ловушек и фазовый состав залежей. С помощью современных методов органической геохимии можно идентифицировать нефтематеринские толщи, получить молекулярную характеристику углеводородных флюидов (УВ), битумов, битумоидов органического вещества (ОВ) пород и выявить корреляционные связи по углеводородам-биомаркерам между исходным ОВ и генерированными им нафтидами. Для этого используются методы пиролиза ОВ, газовой хроматографии, хромато-масс-спектрометрии, изотопный анализ.

АНАЛИЗ ДАННЫХ ОРГАНИЧЕСКОЙ ГЕОХИМИИ ПОРОД И УГЛЕВОДОРОДНЫХ ФЛЮИДОВ РИФЕЙСКИХ ТОЛЩ КАМОВСКОГО СВОДА

В геохимическое изучение рифей-вендских отложений и нафтидов Байкитской антеклизы внесли большой вклад работы Т.К. Баженовой, Л.И. Богородской, М.В. Дахновой, А.Э. Конторовича, А.И. Ларичева, П.Н. Соболева, И.Д. Тимошиной, Ю.А. Филиппова, Е.М. Хабарова и др.

В период с 1996 по 1999 г. группой органической геохимии КНИИГГиМС под руководством Ю.А. Филиппова и содействия В.А. Кринина был опробован керн всех сохранившихся глубоких сква-

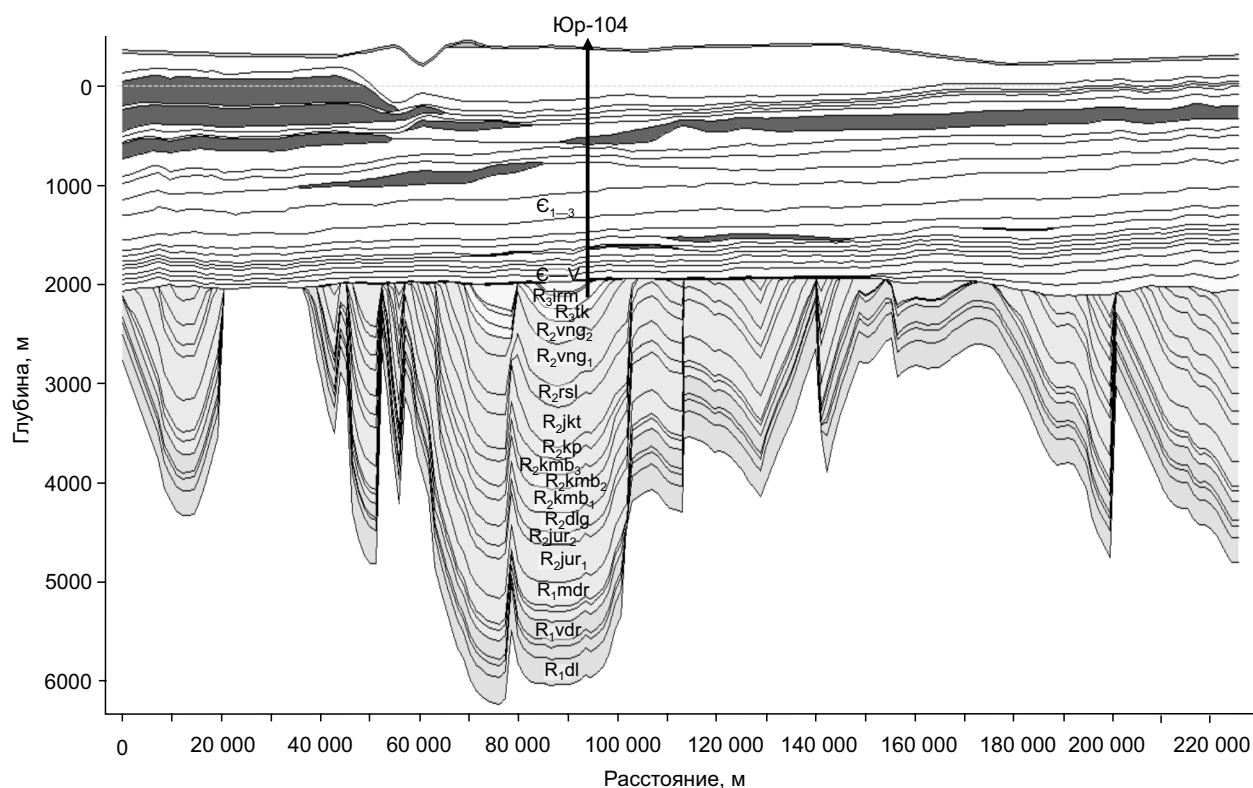


Рис. 2. Геологический разрез через Камовский свод.

жин на территории Красноярского края, включая Байkitскую антеклизу, с целью выделения нефтематеринских толщ, оценки степени катагенеза ОВ и корреляции исходное ОВ—нафтиды. Комплекс геохимических исследований для оценки нефтегазогенерационного потенциала на территории работ выполнен в лаборатории ИНГТ СО РАН под руководством А.Э. Конторовича и включает данные пиролиза ОВ, анализ элементного состава керогена, исследований битумоидов пород и нефтей методами газожидкостной хроматографии и хромато-масс-спектрометрии. Результаты этих работ отражены в публикации [Филипцов и др., 1999].

В дальнейшем, по мере поступления новых данных, работы по изучению пород и нефтей методами органической геохимии продолжались [Конторович и др., 1999, 2011; Тимошина и др., 2004]. Все основные результаты многолетних исследований пород и нафтидов методами органической геохимии приведены в докторской диссертации Ю.А. Филипова [2015]. Установлено, что основным генератором нефти и газа на территории западной части Сибирской платформы служили преимущественно рифейские толщ. Одним из самых обогащенных ОВ уровнем является углеродистая пачка в нижнеирэмэкэнской подтолще верхнего рифея. Ранее эта пачка аргиллитов с высоким содержанием органического углерода ($C_{орг}$) вскрыта и изучена в керне скв. Юрубченская-104 (4,5 м керна при выходе 50 %), прослежена по шламу и каротажу в скв. Усть-Камовская-20 и в скв. Юрубченская-110, где мощность ее сокращена. Результаты пиролиза ОВ показали превосходный потенциал этой пачки и в дальнейшем при исследованиях.

В работе Ю.А. Филипова [2015] на основе данных хромато-масс-спектрометрического анализа, сравнения УВ-биомаркеров нефтей и ОВ пород сделано заключение о существенном вкладе в образование куюмбинских и терско-камовских нефтей органического вещества ирэмэкэнской толщ верхнего рифея, нефти Куюмбинского месторождения по геохимическим параметрам отличаются от нефтей Юрубчено-Тохомского месторождения как по распределению стеранов и трициклических терпанов, так и (что особенно важно) по абсолютным очень низким концентрациям этих углеводородов, характерным только для углеродистой пачки ирэмэкэнской толщ. Таким образом, при сравнении масс-фрагментограмм стеранов и терпанов предполагается преобладающее участие ирэмэкэнской углеродистой пачки в образовании нефтей Куюмбинского месторождения.

В рамках нашего исследования в лаборатории геохимии и пластовых нефтей АО «Томск НИПИ-нефть» выполнен комплекс детальных геохимических исследований 64 образцов керна и 18 образцов

нефтей Камовского свода Байкитской антеклизы. Комплекс геохимических исследований включал исследования пород пиролитическим методом Rock-Eval, определение группового состава экстрактов и проб нефти с выделением и количественным определением выхода хроматографических фракций, определение изотопного состава углерода неразделенных экстрактов, проб нефти и их хроматографических фракций, исследования неразделенных экстрактов и проб нефти методами хромато-масс-спектрометрии (GC-MS/SIM), исследования фракций насыщенных УВ методом tandemной хромато-масс-спектрометрии (GC-MS/MS-MRM) высокого разрешения.

Результаты пиролитических исследований. В основе метода Rock-Eval [Конторович и др., 1986] лежит термическое моделирование эволюции нефтематеринской породы. Пиролиз ОВ является наилучшим стандартным методом определения содержания в породе органического углерода (ТОС), а также генерационных свойств ОВ, определяемых его водородным индексом (HI). Параметр T_{\max} в ряде случаев позволяет оценивать зрелость ОВ пород в комплексе с другими методами.

В рамках нашего исследования методом пиролиза были проанализированы образцы вздрэшевской, мадринской толщ нижнего рифея и ирэмэкэнской толщи верхнего рифея из новых скважин Куюмбинского месторождения — Кмб-18, Кмб-41, Кмб-223, Кмб-225, Кмб-237, Кмб-246, Кмб-305. В том числе из пород нижеирэмэкэнской углеродистой пачки скв. Кмб-18 и Кмб-41 проанализировано 26 образцов. Пиролитический анализ образцов пород был выполнен на установке «Rock-Eval 6 Turbo» французской фирмы VINCI Technologies. Выполнен анализ пиролитических данных органического вещества рифейских толщ Камовского свода с учетом проведенных ранее исследований (табл. 1).

Новые структурные построения с учетом последних сейсмических материалов и геохимические данные показали более широкое распространение богатой углеродистой пачки в нижней части ирэмэкэнской толщи в рифейском прогибе Мадринско-Куюмбинского блока. Потенциально нефтематеринская пачка в ирэмэкэнской толще верхнего рифея ($R_{\text{зирм}}$) представлена углеродистыми буровато-черными, хорошо отмученными, тонкоплитчатыми аргиллитами толщиной 5.2—12.0 м по керну трех скважин: Кмб-18, Кмб-41 и Юр-104. Содержание органического углерода (ТОС) варьирует от 1.71 до 18.91 %, среднее значение составляет 10.8 % по 35 пробам из трех скважин. Остаточный нефтегазогенерационный потенциал керогена S2 достигает 136.39 мг УВ/г породы и характеризует пачку как богатую нефтематеринскую породу. Высокие значения водородного индекса (HI) также свидетельствуют о превосходном генерационном потенциале и составляют 602–774 мг УВ/г ТОС, в среднем 718 мг УВ/г ТОС (рис. 3). По каротажным данным, от других глинистых пачек рифейского разреза (в токурской толще) углеродистая пачка в ирэмэкэнской толще отличается более высокими значениями ГК и низким НГК.

По данным пиролиза органического вещества пород ирэмэкэнской углеродистой пачки из трех скважин в юго-западной части рифейского прогиба, степень катагенеза ОВ характеризует начало главной зоны нефтеобразования. В других блоках Байкитской антеклизы эти отложения, вероятно, были размыты, так как под эрозионную поверхность на границе рифея и венда выходят более древние толщ. В восточной части Мадринского прогиба (грабена), по сейсмическим данным, также выделяются выходы ирэмэкэнской толщи под эрозионной поверхностью рифея и там, вероятно, тоже будет протягиваться углеродистая пачка, которую можно рассматривать как маркирующий горизонт верхнего рифея. Во время максимального погружения в рифее территория Байкитской антеклизы была, вероятно, единым бассейном.

Нефтегазогенерационный потенциал ОВ отложений вздрэшевской и мадринской толщ нижнего рифея существенно ниже по сравнению с обогащенной пачкой ирэмэкэнской толщи и является остаточным в связи с высокой катагенетической преобразованностью, его реализация произошла в ходе геологической истории формирования рифейского разреза. В скважине Кмб-305 пачка в средней части вздрэшевской толщи мощностью 16 м характеризуется ТОС от 0.9 до 5.10 %, водородный индекс исчерпан — 26—63 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$. В скважине Кмб-246 пачка аргиллитов мадринской толщи мощностью около 12 м характеризуется ТОС — 0.63—3.15 %, в среднем 1.89 % и HI — 49—62 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$. Таким образом, в модель для расчета генерации приняты три нефтегазогенерационные рифейские пачки — в вздрэшевской, мадринской и ирэмэкэнской толщах.

Результаты кинетических исследований. Кинетические параметры ОВ необходимы для моделирования процессов образования УВ во времени. При построении модели генерационно-аккумуляционной системы информация о начале процессов генерации, миграции и аккумуляции УВ позволит сопоставить время образования УВ со временем формирования пород-коллекторов, которые могли быть заполнены новообразованным флюидом.

При оценке кинетических параметров ОВ вероятных материнских пород одним из ключевых условий является его использование для исследований пород, находящихся на пороге вступления в главную фазу нефтеобразования. Это позволяет наиболее корректно оценить значение (ккал/моль) доминирующей энергии активации и характер их распределения для ОВ, не затронутого процессами термического преобразования. Определение кинетических параметров для зрелого ОВ также возможно с

Таблица 1. Значения параметров пиролиза ОБ для рифейских толщ Камовского свода Байкитской антеклизы с учетом всех имеющихся данных

Толща рифея	S ₂ , мг УВ/г породы	T _{max} , °C	TOC, %	НН, мг УВ/г C _{орг}
Ирэмэкэнская, R ₃ irm	$\frac{1.9-136.9}{71.8}$	433—444	$\frac{0.6-18.9}{10.0}$	$\frac{308-774}{665}$
Токурская, R ₃ tk	0.28—0.36	439—445	0.4—0.46	61—90
Копчерская, R ₂ kor	$\frac{0.46-0.96}{0.69}$	$\frac{319-449}{415}$	$\frac{0.34-1.16}{0.6}$	$\frac{79-226}{137}$
Куумбинская, R ₂ kmb	$\frac{0.43-2.94}{1.39}$	$\frac{443-449}{445}$	$\frac{0.31-1.57}{0.89}$	$\frac{128-187}{146}$
Мадринская, R ₁ mdr	$\frac{0.34-1.61}{0.94}$	$\frac{434-455}{446}$	$\frac{0.63-3.15}{1.89}$	$\frac{46-62}{51}$
Вэдрешевская, R ₁ vdr	$\frac{0.16-9.53}{1.95}$	303—508	$\frac{0.2-5.1}{1.12}$	$\frac{26-334}{78}$

Примечание. Над чертой — минимальное и максимальное значения, под чертой — среднее.

целью комплексной оценки его типа, однако требует осторожного подхода к интерпретации полученной информации.

Для кинетических исследований ОБ было выбрано девять образцов пород. Среди исследованной выборки наибольший интерес с позиций нефтегазогенерации представляют образцы черно-бурых битуминозных пород в нижней части ирэмэкэнской толщи, отобранные в разрезе скважин Кмб-18 и Кмб-41 Куумбинского месторождения. Распределение энергий активации (E_a) для исследованных образцов имеет мономодальный характер с четко выраженным максимумом в области 54—56 ккал/моль, на который, как правило, приходится до 90 % от величины суммарного нефтегазогенерационного потенциала (рис. 4, а). Следует отметить, что для пород ирэмэкэнской толщи характерны повышенные значения

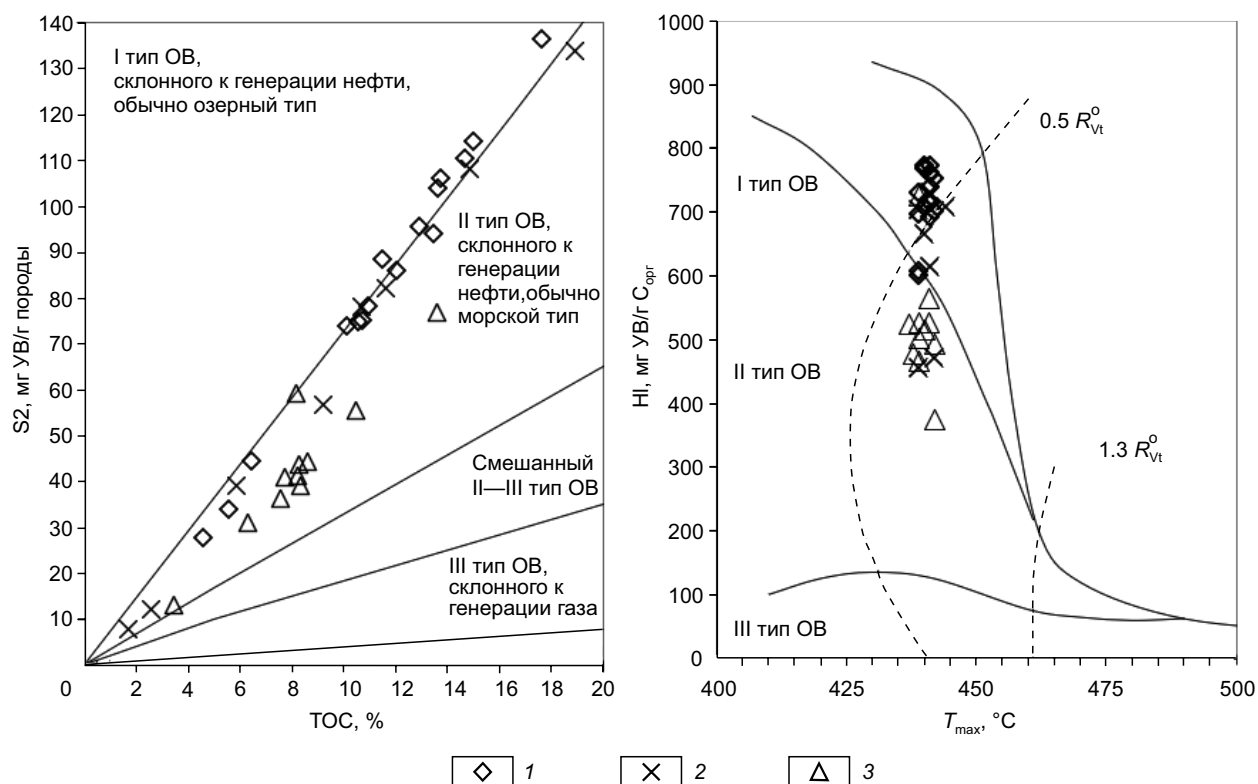


Рис. 3. Результаты пиролиза ОБ пород ирэмэкэнской толщи R₃irm скважин Куумбинская 41п (1), Куумбинская-18п (2) и Юрубченская-104 (3) на диаграмме зависимости остаточного генерационного потенциала от общего содержания углерода в породе (слева) и на модифицированной диаграмме Ван—Кревелена (НН- T_{max}) (справа).

Штриховыми линиями показана зона катагенетической зрелости ОБ.

пиролитического параметра T_{\max} (439—444 °C) в совокупности с весьма высокой величиной водородного индекса (до 770 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$). Наблюдаемые закономерности изменения пиролитических параметров и кинетических характеристик ОВ этой части разреза (мономодальное распределение E_a и их высокие абсолютные значения, высокие значения T_{\max} и НІ) позволяют сделать вывод о принадлежности ОВ пород ирэмэкэнской толщи к керогену I типа. Согласно «классическим» представлениям о нефтегенерационных свойствах вероятных материнских пород [Тиссо, Вельте, 1981], формирование керогена I типа связывают с восстановительными условиями озерных фаций с доминирующим вкладом водорослевой органики в исходную биомассу осадков. Преимущественно липидный состав ОВ этого типа, по-видимому, обусловлен следствием избирательного накопления водорослевого материала (например, водорослей *Botryococcus* и близких им форм, жизнедеятельность которых связана с озерными обстановками). Вместе с тем в некоторых случаях для керогена I типа отмечается и существенная доля микробного ОВ, по-видимому, за счет интенсивно протекающих процессов анаэробного (микробного) преобразования исходной биомассы на этапе раннего диагенеза. За счет полимерлипидной природы и невысокого содержания полиароматических структур в своем составе для керогена I типа характерны преимущественно ковалентные неполярные либо слабополярные химические связи, обладающие высокой прочностью. Этот факт находит отражение в более высоких энергиях активации (54—58 ккал/моль) по сравнению с таковыми для ОВ морского происхождения (кероген II типа), например, в породах баженовской свиты Западно-Сибирского НГБ ($E_a = 48—50$ ккал/моль). Однако авторами [Гончаров и др., 2016] было обнаружено, что в разрезе некоторых скважин аналога баженовской свиты (тутлеймской) встречаются прослои керогена I типа ($C_{\text{орг}}$ 12 %, НІ больше 750 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$, T_{\max} около 450, E_a 60 ккал/моль). Отличия энергетики химических связей для керогена I и II типов обуславливают и различия в динамике реализации своего углеводородного потенциала этими типами керогена. Значения пиролитического параметра T_{\max} , равные 440—442 °C, для керогена II типа (баженовская свита, Широ́тное Приобье) соответствуют реализации не менее 35—40 % от величины его начального нефтегазогенерационного потенциала. В то же время такие значения параметра T_{\max} для ОВ I типа (в данном случае для ОВ пород ирэмэкэнской толщи) будут свидетельствовать о догенерационном этапе его термической эволюции и являться следствием особенностей его природы. Совокупность значений пиролитических и кинетических параметров (НІ, T_{\max} , E_a) позволяет сказать, что ОВ пород ирэмэкэнской толщи в разрезе исследованных скважин к настоящему моменту не могло являться источником каких-либо количеств жидких УВ, поскольку суммарный импульс тепла, полученный ими, был недостаточен для активного протекания реакций деструкции керогена и образования углеводородов нефтяного ряда. Тем не менее при достижении необходимого уровня термической зрелости (градиация катагенеза не ниже конца МК₂) породы ирэмэкэнской толщи, несомненно, могли являться источником колоссальных количеств преимущественно жидких УВ.

Совершенно иная картина распределения химических связей в ОВ наблюдается для образцов пород вздрэшевской, мадринской и куюмбинской толщ (см. рис. 4, б), отобранных из разреза скважин Кмб-223, Кмб-246 и Кмб-305 Куюмбинского месторождения и ТК-506 Терско-Камовского лицензионного участка (ЛТУ). Широкое полимодальное распределение E_a для большинства образцов пород, с одной стороны, может быть связано с низкой интенсивностью пика S₂, обусловленной спецификой условий формирования исходных осадков этих пород, а с другой, — значительным уровнем термического преобразования их органического вещества, который находит отражение в высоких значениях пиролитического параметра T_{\max} в отдельных образцах пород.

Групповой состав экстрактов из пород. На детальные геохимические исследования были отобраны девять образцов породы из различных толщ рифея в разрезе шести скважин. Экстракты были

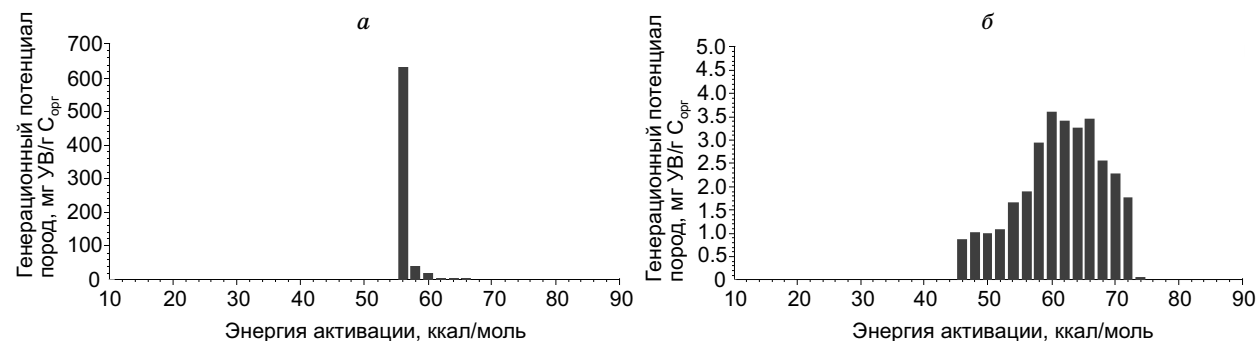


Рис. 4. Результаты кинетических исследований:

а — аргиллит темно-бурый, скв. Кмб-41, гл. 2692.62 м; б — аргиллит серый, скв. Кмб-305, гл. 2508.36 м.

Таблица 2.

Выход экстракта изученных образцов и их групповой состав

№ п/п	Месторожде- ние, участок	Скважи- на	Глубина отбора, м	Толща рифея	Выход эк- тракта, мг	Групповой состав (мальтены), мас. %				Ас- фаль- тены, мас. %	Насы- щенные УВ/ аромати- ческие УВ	Смоли / асфаль- тены
						Углеводороды			Смо- лы			
						насы- щен- ные	арома- тиче- ские	сум- ма				
1	Куюмбинское	Кмб-18	2618.70	R ₃ irm ₁ (ирэмэ- кэнская)	9.96	18.6	36.8	55.4	44.6	5.2	0.51	8.58
2	»	»	2620.45	»	6.37	22.1	39	61.1	38.9	3.5	0.57	11.11
3	»	Кмб-41	2687.62	»	6.08	17.1	37.6	54.7	45.3	4.4	0.45	10.30
4	»	»	2690.25	»	8.85	22.0	40.1	62.1	37.9	4.1	0.55	9.24
5	»	»	2692.62	»	7.48	21.5	36.7	58.2	41.9	2.3	0.59	18.22
6	»	Кмб-246	2569.02	R ₁ mdr (ма- дринская)	0.06	49.7	10.7	60.4	39.6	12.9	4.64	3.07
7	»	Кмб-223	2440.13	R ₁ vdr (вэдрэ- шевская)	0.70	47.1	12.9	60.0	40.1	4.0	3.65	10.03
8	»	Кмб-305	2508.36	R ₁ vdr (вэдрэ- шевская)	0.39	60.8	11.1	71.9	28.1	2.2	5.48	12.77
9	Терско-Ка- мовский	Кмб-506	2449.30	R ₂ kmb (куюм- бинская)	0.38	57.9	7.9	65.8	34.2	3.1	7.33	11.03

получены из пяти образцов породы ирэмэкэнской толщи (скважины Кмб-18 и Кмб-41 Куломбинского месторождения), и из четырех образцов породы мадринской, куломбинской, вэдрэшевской свит, отобранных из разреза скважин Кмб-223, Кмб-246 и Кмб-305 Куломбинского месторождения и ТК-506 Терско-Камо-мовского лицензионного участка. Выход битумоида в изученных образцах варьируется в пределах от 0.06 до 9.96 мг /г породы. Максимальные выходы экстрактов (6.08—9.97 мг /г) из породы получены для образцов ирэмэкэнской свиты Куломбинского месторождения (скв. Кмб-18, Кмб-41, рис. 5, а; табл. 2). Остальные исследованные породы (мадринская, куломбинская, вэдрэшевская свиты) характеризуются крайне низким содержанием битумоида, экстракта из них получено в количестве ниже 1.0 мг/г породы, минимальный выход экстракта из породы мадринской толщи.

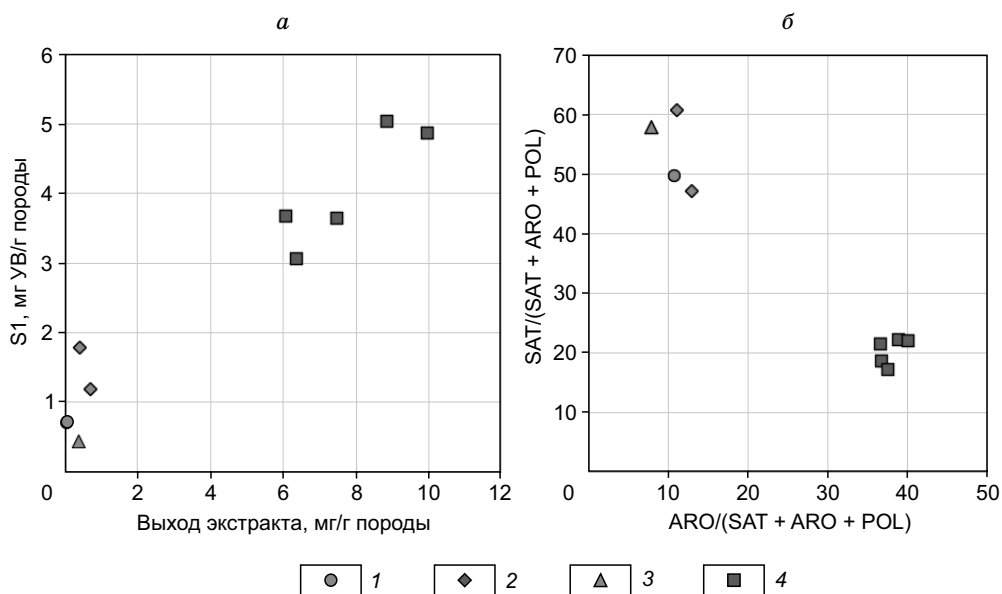


Рис. 5. Зависимость между выходом хлороформенного экстракта и параметром пиролиза S1 (а); соотношение ароматических и насыщенных УВ в групповом составе экстрактов из ОБ разных толщ рифея (б).

1—4 — толщи: 1 — мадринская (R₁mdr), 2 — вэдрэшевская (R₁vdr), 3 — куломбинская (R₂kmb), 4 — ирэмэкэнская (R₃irm₁).

Групповой состав экстрактов из пород изученных отложений также очень различается. Для экстрактов из пород ирэмэкэнской свиты Куюмбинского месторождения (скв. Кмб-18 и Кмб-41, см. рис. 5, б) характерно высокое содержание ароматических фракций (36—40 мас. %) и пониженное количество насыщенных углеводородов (17—22 мас. %) в составе по сравнению с экстрактами из других свит. Для экстрактов из пород мадринской, вэдрэшевской, куюмбинской свит, напротив, основной вклад в групповой состав вносят насыщенные УВ (выше 50 мас. %).

По изотопному составу керогена, содержанию водорода в нем, особенностям группового состава битумоидов ОБ изученных пород из различных рифейских толщ, без сомнения, имеет сапропелевую природу [Конторович, 1976, 2004; Филиппов и др., 1999; Филиппов, 2015]. Но степень диагенетического окисления его и катагенетической преобразованности разная. Наиболее восстановленное (изначально богатое по нефтегенерационному потенциалу) ОБ зафиксировано в экстрактах из породы ирэмэкэнской толщи, но групповой состав битумоида указывает на его относительную незрелость (меньше насыщенных углеводородов и больше ароматических соединений в его составе), что подтверждает данные пиролиза (T_{\max} менее 440 °С). Групповой состав битумоидов ирэмэкэнской толщи указывает на особенности ОБ, выраженные в преобладании ароматических УВ, пониженном содержании насыщенных фракций. Есть вероятность, что, именно низкий катагенез исследованных экстрактов из образцов ирэмэкэнской толщи обусловил высокое содержание в них ароматических углеводородов.

Групповой анализ проб нефтей выполнен с целью выделения и определения количественного содержания насыщенной фракции (SAT), ароматической фракции (ARO), смол (POL) и асфальтенов (ASP). Деасфальтенизацию проводили добавлением сорокакратного избытка *n*-гексана, мальтеновая часть разделена на группы (SAT, ARO, POL) методом колоночной жидкостно-адсорбционной хроматографии. Определение группового состава проведено для 18 проб нефтей. Результаты по определению группового состава проб нефтей представлены в табл. 3

Из полученных результатов видно, что исследуемые нефти по групповому составу относительно близки. Нефть Терско-Камовского ЛУ (скв. ТК-1п) содержит наименьшее количество насыщенных УВ (60 %) и является одной из самых «тяжелых» — содержание смол в ней достигает 16.3 мас. %. Нефть из этого же участка (скв. ТК-15) является типичной по групповому составу в изученной выборке. Наибольшее количество насыщенной фракции углеводородов (79.4 %) содержит нефть Кординского участка,

Таблица 3. Групповой состав нефтей Камовского свода

№ п/п	Месторожде- ние, участок	Скважи- на	Глубина отбо- ра, м	Толща рифея	Групповой состав (мальтены), мас. %				Асфаль- тены, мас. %	Насы- щенные УВ/ Аро- матиче- ские УВ	Смоли/ Асфаль- тены
					Углеводороды			Смо- лы			
					насы- щен- ные	арома- тиче- ские	сумма				
1	Куюмбинское	Кмб-1	2318—2526	R ₂ kmb ₁ —R ₂ dl	67.1	21.5	88.6	11.4	0.7	3.1	16.3
2	»	Кмб-41	2505—2540	R ₃ irm ₂	71.6	22.6	94.2	5.8	0.1	3.2	58.0
3	»	Кмб-18п	2410—2430	»	65.7	23.7	89.4	10.6	0.1	2.8	106.0
4	»	Кмб-272	2430—2450	»	71.0	22.4	93.4	6.6	0.3	3.2	22.0
5	»	Кмб-248	2885—3536	R ₂ kmb ₂	72.7	21.5	94.2	5.8	0.2	3.4	29.0
6	»	Кмб-225	2526—2535	Vosk— R ₃ irm ₁	74.4	19.5	93.9	6.1	0.2	3.8	30.5
7	»	Кмб-305	2493—2503	Rmdr	67.4	15.5	82.9	17.0	0.2	4.3	85.0
8	»	Кмб-267	2701—2711	R ₃ irm ₂	70.9	21.1	92.0	8.0	0.2	3.4	40.0
9	Юрубчено-То- хомское	Юр-80	2394—2417	R ₂ jrb ₁	68.3	18.8	87.1	12.9	0.5	3.6	25.8
10	»	Юр-81	2373—2404	R ₂ jkt	73.7	16.8	90.5	9.5	0.3	4.4	31.7
11	»	Юр-82	2227—2257	R ₂ kmb ₁	72.3	21.4	93.7	6.3	0.2	3.4	31.5
12	»	Юр-110	2630.5—2808	R ₃ irm ₂ —R ₃ tk	69.4	21.6	91.0	9.0	0.6	3.2	15.0
13	»	Юр-90	2365—2395	R ₃ irm ₂	69.2	16.7	85.9	14.1	0.3	4.1	47.0
14	»	Юр-110	3222.5—4223.0	R ₂ rs ₁ —R ₂ jkt	69.2	23.6	92.8	7.2	0.4	2.9	18.0
15	Терско-Камов- ский ЛУ	ТК-15	2564—2570 2579—2590	Rmdr	73.1	19.9	93.0	7.0	0.3	3.7	23.3
16	»	ТК-1п	2372—2468	R ₃ irm ₁	60.00	23.7	83.7	16.3	0.2	2.5	81.5
17	Кординское	Корд-1	2673.5—2684.5	Vosk; R ₃ irm ₂	79.4	16.5	95.9	4.1	0.1	4.8	41.0
18	»	Корд-2	2521—2540	Vosk—R ₂ vng	70.0	17.9	87.9	12.1	0.1	3.9	121.0

скв. Корд-1. Она же характеризуется минимальным количеством смол и асфальтенов в своем составе среди всех исследованных нефтей. Для остальных 16 нефтей содержание насыщенных и ароматических УВ изменяется в небольшом интервале. В целом исследованные нефти легкие, с невысоким содержанием смол и асфальтенов. Более 10.0 мас. % смол содержит семь нефтей, такие нефти встречаются в каждом из четырех представленных в исследовании месторождений.

Результаты изучения углеводородов-биомаркеров битумоидов пород ирэмэкэнской обогащенной пачки и нефтей. Углеводороды-биомаркеры или хемофоссилии (chemical fossils) представляют собой молекулы, синтезированные древними организмами и сохранившие свои структурные особенности в ископаемом органическом веществе, а также в генерированных им углеводородах. Современные аналитические методы позволяют идентифицировать индивидуальные соединения в сложных смесях органических веществ. Применение органогеохимических методов решает ряд задач нефтяной геологии: определение состава и основных типов ископаемого ОВ предполагаемых нефтегазоматеринских отложений; определение степени катагенеза ОВ; проведение корреляции нефть—материнская порода, определение степени бактериальной деградации нефтей и природных битумов в зоне гипергенеза; проведение экспертиз происхождения разливов нефти при загрязнении окружающей среды и др.

Источниками нефтяных УВ-биомаркеров служат липидные составляющие биоорганических молекул. Водоросли, бактерии, фито- и зоопланктон, высшие растения являются источниками липидных соединений. В зависимости от условий обитания организмов, обстановки диагенеза, а затем степени катагенеза органического вещества диагностируются различные сочетания биомолекул. Наиболее полно вопросы геохимии углеводородов-биомаркеров освещены в ряде работ [Петров, Арефьев, 1984; Конторович и др., 1991; Каширцев, 2003; и др.]. Обычно к биомаркерам в нефтях и органическом веществе пород относят нормальные алканы, изопреноиды, полициклические насыщенные углеводороды (стераны, терпаны).

Неразделенные экстракты из породы и нефти проанализированы хромато-масс-спектрометрическим методом (GC-MS) в режиме SIM (регистрации индивидуальных ионов). Методом тандемной хромато-масс-спектрометрии в режиме MRM (GC-MS/MS-MRM) исследован состав фракций насыщенных углеводородов, выделенных из битумоидов и нефтей. Хромато-масс-спектрометрический анализ в режиме мониторинга множественных реакций (MRM) обеспечивает высокую разрешающую способность при идентификации высокомолекулярных циклических биомаркеров (терпанов и стеранов).

В работе были исследованы битумоиды пород углеродистой пачки в нижней части ирэмэкэнской толщи рифея Байкитской антеклизы в скважинах Кмб-18, Кмб-41 Куюмбинского месторождения и нефти, полученные из верхней части этой толщи. Всего методами GC-MS и GC-MS/MS-MRM было проанализировано пять экстрактов из пород ирэмэкэнской толщи и 18 проб нефтей, залежи которых приурочены как к ирэмэкэнским отложениям (верхняя часть толщи), так и к другим вмещающим отложениям рифея. Исследованные в рамках этой работы нефти представлены четырьмя участками: Куюмбинский (8 проб), Юрубчено-Тохомский (6 проб), Терско-Камовский (2 пробы), Кординский (2 пробы). Привлечены данные хромато-масс-спектрометрии битумоидов в скв. Юрубченская-104 [Филипцов и др., 2015].

Молекулярный состав изученных битумоидов рифейских пород и нефтей, их изотопный состав углерода типичны для органического вещества морского происхождения, накопление которого происходило в восстановительных условиях [Конторович и др., 1999]. В экстрактах из изученных пород ирэмэкэнской толщи скважин Кмб-18 и Кмб-41 отношение пристана к фитану (Pr/Ph) изменяется в узких пределах (0.85—1.09) и имеет низкие значения, что указывает на восстановительные условия седиментации и диагенеза исходного ОВ (табл. 4). Исследованные нефти из различных залежей рифея также характеризуются пониженными значениями отношения Pr/Ph (0.80—1.13). Наблюдаемый легкий ИСУ экстрактов из пород ирэмэкэнской свиты ($\delta^{13}\text{C} = -32.5 \dots -31.7 \text{ ‰}$) и нефтей ($\delta^{13}\text{C} = -33.7 \dots -31.6 \text{ ‰}$) однозначно обусловлен аквагенным ОВ, накопление которого происходило в восстановительных обстановках. Исходя из полученных данных, можно сделать вывод, что исследованные нефти были генерированы морским органическим веществом, находящимся на пике главной зоны нефтегазогенерации (oil window). На высокую термическую зрелость исходного ОВ нефтей указывают классические молекулярные параметры катагенеза, основанные на соотношении эпимеров стеранов ($((\text{S}/(\text{S}+\text{R}))\text{C}_{29}\text{St}, \beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)\text{C}_{29}\text{S})$, гопанов ($\text{H}_{31}\text{S}/(\text{S}+\text{R})$) и моретана ($((\text{C}_{30}(\text{H}/(\text{H}+\text{M})))$) (табл. 5). Значения этих коэффициентов достигли равновесных. По данным молекулярных исследований экстрактов из пород и нефтей проведен анализ изменения состава нефтей разных залежей и степень соответствия их ирэмэкэнской толще.

По типу керогена, генерационному потенциалу углеродистая пачка ирэмэкэнской толщи, несомненно, относится к категории богатых нефтематеринских толщ [Баженова и др., 1981; Филипцов, 2015]. Это подтвердили и результаты пиролитического анализа ирэмэкэнских пород из новых скважин Куюмбинского месторождения (Кмб-18 и Кмб-41) [Болдушевская и др., 2022]. Детальный анализ исследования состава экстрактов из нефтематеринских пород этих скважин методом GC-MS-MS в режиме MRM показал неординарность ОВ ирэмэкэнской толщи, что проявляется в низком содержании стеранов и

хейлантанов, молекулярно-массовом распределении трициклических терпанов C_{19} — C_{31} . В последних отмечается преобладание низкомолекулярных трицикланов состава C_{19} — C_{20} . Групповой состав битумодов ирэмэкэнской толщи также указывает на особенности ОВ, выраженные в преобладании ароматических УВ, пониженном содержании насыщенных фракций.

Особенности распределения стеранов и трициклических терпанов битумоидов нижнеирэмэкэнской углеродистой пачки и нефтей ирэмэкэнской толщи. Стераны битумоидов и нефтей рифейских толщ Камовского свода. Предшественниками стеранов являются различного рода стеролы. Морские организмы синтезируют преимущественно стеролы с числом атомов углерода C_{27} , тогда как высшие растения с C_{29} . В битумоидах углеродистой ирэмэкэнской пачки верхнего рифея изученных скважин Кмб-41 и Кмб-18 Куломбинского месторождения стераны не были идентифицированы вследствие очень малых количеств, несмотря на использование метода MRM (табл. 6). Пока мы имеем данные по распределению стеранов в битумоиде из ирэмэкэнской толщи только в скв. Юрубченская-104, полученные Т.К. Баженовой, упоминаемые в диссертационной работе Ю.А. Филиппова и характеризующие выровненное распределение стеранов состава C_{27} — C_{28} — C_{29} , без резкого преобладания C_{29} .

Используя метод GC-MS/MS-MRM, удалось идентифицировать стераны в 17 пробах нефтей, кроме скв. Кмб-41п Куломбинского месторождения (табл. 7). Среди изученных нефтей четырех месторождений отмечается крайне низкое содержание стеранов во всех исследованных нефтях Куломбинского месторождения, в двух исследованных нефтях Кординского месторождения и в одной пробе нефти из ирэмэкэнской залежи Терско-Камовского ЛУ.

Все нефти Куломбинского месторождения из ирэмэкэнских залежей характеризуются очень низкими количествами стеранов, в скв. Кмб-41п не удалось их идентифицировать. При этом в четырех пробах нефтей из ирэмэкэнской толщи — из скважин Кмб-18п, Кмб-225, Кмб-267 Куломбинского месторождения и ТК-1п Терско-Камовского ЛУ — предполагается преобладание этилхолестана C_{29} , так как только эта группа стеранов идентифицирована. В пробах из скважин Кмб-1, Кмб-305 Куломбинского месторождения и скв. 1 Кординского участка предполагается близкое соотношение C_{27} и C_{29} стеранов при очень малом количестве C_{28} стеранов. Все изученные в рамках этой работы нефти Юрубченского месторождения характеризуются резким повышенным содержанием этилхолестана (C_{29} стераны) в ряду регулярных стеранов состава C_{27} — C_{28} — C_{29} , включая нефти из ирэмэкэнских залежей скважин Юр-110 и Юр-90.

Отмеченное преобладание C_{29} стеранов в изученных нефтях как из ирэмэкэнских залежей, так и из других отложений рифея характерно для древних нефтей и пород, ОВ которых имеет возраст более 350 млн лет и обусловлено специфическим набором исходных биопродуцентов при формировании исходного ОВ [Peters et al., 2005]. Повышенное содержание C_{29} стеранов в изученных нефтях характерно для нефтей рифейского возраста, что подтверждается низкими значениями отношения C_{28}/C_{29} стеранов в них (где удалось рассчитать). Выявленная закономерность плавного повышения содержания C_{28} стеранов в морских нефтях от докембрия до кайнозоя указывает, что докембрийскому возрастному интервалу накопления пород присуще соотношение стеранов C_{28}/C_{29} около 0.2. В исследованных нефтях данное соотношение не превышает этого значения.

Низкое содержание стеранов в битумоидах ирэмэкэнской толщи и нефтях Куломбинского и Кординского участков, в отличие от других толщ и нефтей Байкитской антеклизы, также может свидетельствовать об особенностях исходной биоты — отсутствие эукариот в исходном живом веществе. По данным

Таблица 4. Значения молекулярных параметров экстрактов из рифейских пород Камовского свода

№ п/п	Скважина	Возраст, толща	Глубина отбора, м	ИСУ	Результаты GC-MS анализа				Результаты GC-MS/MS-MRM анализа			
					Pr/Ph	K_i	4-MDBT/1-MDBT	DNR-1	Ts/ Tm	$H_{31} S/ (S+R)$	H_{35}/ H_{34}	H/ (H+M)
1	Куломбинская-41	R_3irm	2687.62	–31.96	1.09	0.11	2.49	0.40	0.57	0.60	0.49	0.95
2	»	»	2690.25	–32.39	0.95	0.12	2.50	0.42	0.59	0.57	0.48	0.95
3	»	»	2692.62	–32.33	0.85	0.10	2.48	0.41	0.65	0.59	0.52	0.94
4	Куломбинская-18	»	2618.70	–31.81	1.01	0.13	2.51	0.47	0.49	0.60	0.44	0.95
5	»	»	2620.45	–32.33	0.96	0.13	2.56	0.48	0.56	0.59	0.43	0.95
6	Куломбинская-305	R_1vdr	2508.36	–32.42	1.83	0.59	4.24	—	1.13	0.58	0.79	0.95
7	Куломбинская-223	»	2440.13	–32.72	0.97	0.46	—	—	1.33	0.55	0.57	0.96
8	Куломбинская-246	R_1mdr	2569.02	–33.47	0.95	0.67	3.53	—	—	—	—	—
9	Терско-Камовская-506	R_2kmb	2449.30	–33.05	0.76	0.29	3.97	—	1.10	0.55	0.89	—

Примечание. ИСУ — изотопный состав углерода, K_i — изопреноидный коэффициент.

Таблица 5. Значения молекулярных параметров нефтей из рифейских пород Камовского свода

№ п/п	Скважина	Возраст, толща	Глубина отбора, м	По результатам GC-MS-анализа в режиме SIM				По результатам GC-MS/MS-анализа в режиме MRM			
				Pr/Ph	K_i	4-MDBT/1-MDBT	DNR-1	Ts/Tm	H ₃₁ S/(S+R)	H ₃₅ /H ₃₄ Hop	H/(H+M)
1	Куюмбинская-1	R ₂ kmb ₁ —R ₂ dl	2318—2526	1.06	0.20	3.34	1.23	1.33	0.61	0.83	0.89
2	Куюмбинская-41	R ₃ irm ₂	2505—2540	1.12	0.14	5.36	2.70	1.80	0.55	—	—
3	Куюмбинская-18	»	2410—2430	1.14	0.18	2.86	1.13	1.29	0.56	—	0.92
4	Куюмбинская-272	»	2430—2450	1.37	0.16	6.44	2.38	0.77	0.60	0.28	—
5	Куюмбинская-248	R ₂ kmb ₂	2885—3536	1.27	0.15	4.12	2.01	0.98	0.54	—	—
6	Куюмбинская-225	Vosk—R ₃ irm ₁	2526—2535	1.35	0.16	8.93	2.93	0.87	0.54	—	—
7	Куюмбинская-305	Rmdr	2493—2503	1.20	0.28	1.38	1.45	2.14	0.63	—	—
8	Куюмбинская-267	R ₃ irm ₂	2701—2711	1.20	0.19	4.39	1.10	1.96	0.66	0.47	—
9	Юрубчено-Тохомская-80	R ₂ jrb ₁	2394—2417	1.08	0.19	5.49	2.36	1.25	0.57	0.91	—
10	Юрубчено-Тохомская-81	R ₂ jkt	2373—2404	1.25	0.35	4.14	2.17	1.46	0.53	0.89	—
11	Юрубчено-Тохомская-82	R ₂ kmb ₁	2227—2257	1.26	0.74	4.73	1.65	0.99	0.58	0.78	—
12	Юрубчено-Тохомская-110	R ₃ irm ₂ —R ₃ tk	2630.5—2808.0	1.05	0.25	4.95	1.92	1.11	0.51	0.61	—
13	Юрубчено-Тохомская-90	R ₃ irm ₂	2365—2395	1.03	0.29	5.25	5.20	1.26	0.59	0.70	0.90
14	Юрубчено-Тохомская-110	R ₂ rs1—R ₃ jkt	3222.5—4223.0	1.02	0.22	5.17	1.55	1.05	0.56	1.00	—
15	Терско-Камовская-15	Rmdr	2564—2570 2579—2590	1.28	0.21	3.32	2.40	1.40	0.61	0.72	—
16	Терско-Камовская-1	R ₃ irm ₁	2372—2468	1.29	0.21	2.45	0.91	1.43	0.63	0.76	0.92
17	Кординская-1	Vosk; R ₃ irm ₂	2673.5—2684.5	1.41	0.19	6.63	2.57	1.32	0.62	—	—
18	Кординская-2	Vosk—R ₂ vng	2521—2540	1.57	0.49	3.13	1.37	1.26	0.63	0.79	0.93

И.Д. Тимошиной [Тимошина, 2004; Тимошина, Болдушевская, 2020], такая же ситуация со стеранами наблюдается в ряде образцов рифейских отложений малгинской свиты Алдано-Майской впадины.

Трициклические терпаны. Как правило, в фанерозойских отложениях в рассеянном органическом веществе, связанном с высшей наземной растительностью (в органическом веществе гумусового типа), в наибольших концентрациях находятся трицикланы C₁₉ и C₂₀, а отношение $2\Sigma(C_{19}-C_{20})/\Sigma(C_{23}-C_{26})$ больше 1.0. Для сапропелевого органического вещества этот показатель меньше 1.0. С этой точки зрения для всех изученных ирэмэкэнских битумоидов следовало бы ожидать, что трициклановый индекс будет иметь значения меньше 1.0. Однако в экстрактах из пород ирэмэкэнской толщи выявлено преобладание низкомолекулярных хейлантанов C₁₉ и C₂₀ над трицикланами состава C₂₃—C₂₆ (табл. 8). В экстракте из породы ирэмэкэнской толщи ранее исследованной скв. 104 Юрубченского месторождения наблюдается такое же молекулярно-массовое распределение трициклических терпанов, где отмечается повышенное содержание C₁₉ и C₂₀ гомологов. По данным Ю.А. Филиппова [2015], в трицикланах из отложений венда и в ирэмэкэнском битумоиде значения показателя $2\Sigma(C_{19}-C_{20})/\Sigma(C_{23}-C_{26})$ варьируют от 2.47 до 6.68. В вендских битумоидах в наибольшей концентрации среди хейлантанов находится углеводород C₂₀, в ирэмэкэнском — C₁₉.

Рассчитанное в экстрактах из пород ирэмэкэнской толщи отношение гопанов C₃₅/C₃₄ характеризуется невысокими значениями (0.43—0.52), что также противоречит утверждению о восстановительных условиях формирования ОВ по данным пиролиза, ИСУ, молекулярного состава. В битумоиде из скв. Юр-104 (ирэмэкэнская толща) выявлено такое же отношение C₃₅/C₃₄ гопанов — ниже 1.0 [Филиппов, 2015]. Скорее всего, данное соотношение также обусловлено особенностями условий формирования ОВ ирэмэкэнской углеродистой пачки.

В исследованных нами нефтях трициклические терпаны удалось полностью идентифицировать не во всех пробах (табл. 9). Полное распределение трицикланов C₁₉—C₃₁ не получено в нефтях из скважин Кмб-41, Кмб-225, Кмб-272, Кмб-305 Куюмбинского месторождения, в скв. 1 Кординского участка и в скв. ТК-1 Терско-Камовского участка. В этих пробах нефтей трицикланы C₂₅ и выше находятся в очень низких концентрациях, даже используя высокочувствительный метод GC-MS/MS-MRM, не удалось обнаружить пики этих компонентов на хроматограммах соответствующих массовых переходах. В двух ирэмэкэнских нефтях (скв. Корд-1, Кмб-272) и пробе куюмбинской нефти из скв. Кмб-248, также отмечается преобладание низкомолекулярных хейлантанов C₁₉—C₂₀ и низкое содержание трициклических терпанов C₂₇—C₃₁. Это свидетельствует о вкладе в образование этих залежей ОВ ирэмэкэнской

Таблица 6. Содержание и показатели стеранов в битумоидах ОВ из рифейских пород Камовского свода

№ п/п	Скважина	Возраст, толща	Глубина, м	% от суммы стеранов			C_{29}/C_{27} St	C_{28}/C_{29} St	$S/(S+R)$ ($C_{29}\alpha\alpha\alpha$) mz 217	$\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ C_{29} mz 217	DIA/ REG по C_{27}
				C_{27}	C_{28}	C_{29}					
1	Кмб-41	R_3irm	2687.62	—	—	—	—	—	—	—	—
2	Кмб-41	»	2690.25	—	—	—	—	—	—	—	—
3	Кмб-41	»	2692.62	—	—	—	—	—	—	—	—
4	Кмб-18	»	2618.70	—	—	—	—	—	—	—	—
5	Кмб-18	»	2620.45	—	—	—	—	—	—	—	—
6	Кмб-305	R_1vdr	2508.36	45.42	21.66	32.92	0.72	0.66	0.50	0.55	1.15
7	Кмб-223	»	2440.13	28.13	24.46	47.41	1.69	0.52	0.46	0.52	1.96
8	Кмб-246	R_1mdr	2569.00	—	—	—	—	—	—	—	—
9	ТК-506	R_2kmb	2449.3	26.07	26.93	47.00	1.80	0.57	0.49	0.55	1.47

Примечание. В ряде проб битумоидов и нефтей ирэмэкэнской толщи стераны не идентифицированы.

Таблица 7. Содержание и показатели стеранов в нефтях рифейских пород Камовского свода

№ п/п	Скважина	Возраст, толща	Глубина, м	C ₂₇	C ₂₈	C ₂₉	C ₂₉ /C ₂₇ / St	C ₂₈ /C ₂₉ /St	S/(S+R) (C ₂₉ ααα)	ββ/(αα+ββ) C ₂₉	DIA/ REG по C ₂₇
				% от суммы стеранов							
1	Кмб-1	R ₂ kmb ₁ —R ₂ dl	2318 — 2526	31.06	29.06	39.88	1.28	0.73	0.44	0.53	0.56
2	Кмб-41п	R ₃ irm ₂	2505—2540	—	—	—	—	—	—	—	—
3	Кмб-18п	»	2410—2430	0.00	0.00	100.00	—	—	0.53	0.59	—
4	Кмб-272	»	2430—2450	37.92	0.00	62.08	1.64	0.00	0.50	0.57	0.81
5	Кмб-248	R ₂ kmb ₂	2885—3536	35.76	0.00	64.24	1.80	0.00	0.52	0.57	0.87
6	Кмб-225	Vosk—R ₃ irm ₁	2526—2535	0.00	0.00	100.00	—	0.00	0.52	0.60	
7	Кмб-305	Rmdr	2673.5—2684.5	37.01	23.43	39.56	1.07	0.59	0.51	0.54	0.56
8	Кмб-267	R ₃ irm ₂	2701—2711	0.00	0.00	100.00	—	0.00	0.55	0.61	
9	Юр-80	R ₂ jrb ₁	2394—2417	18.04	12.83	69.13	3.83	0.19	0.53	0.62	0.47
10	Юр-81	R ₃ jkt	2373—2404	12.44	13.35	74.21	5.96	0.18	0.55	0.63	0.67
11	Юр-82	R ₂ kmb ₁	2227—2257	23.58	19.62	56.80	2.41	0.35	0.55	0.59	0.82
12	Юр-110	R ₃ irm ₂ —R ₃ tk	2630.5—2808.0	16.25	14.26	69.48	4.27	0.21	0.55	0.60	0.42
13	Юр-90	R ₃ irm ₂	2365—2395	17.89	12.01	70.10	3.92	0.17	0.54	0.63	0.44
14	Юр-110	R ₂ rsl—R ₂ jkt	3222.5—4223.0	14.38	12.73	72.89	5.07	0.17	0.54	0.60	0.42
15	ТК-15	Rmdr	2564—2570 2579—2590	19.16	14.12	66.72	3.48	0.21	0.55	0.60	0.50
16	ТК-1п	R ₃ irm ₁	2372—2468	0.00	0.00	100	—	0.00	0.53	0.53	—
17	Корд-1	Vosk—R ₃ irm ₂	2673.5—2684.5	43.64	0.00	56.36	1.29	0.00	0.55	0.56	0.65
18	Корд-2	Vosk—R ₂ vng	2521—2540	29.75	23.61	46.64	1.57	0.51	0.52	0.58	0.71

углеродистой пачки с особенностями, возможно, связанными со спецификой материнской биоты, хотя это и не характерно для аквагенного ОВ более молодых отложений.

Сравнение графиков распределения трициклических терпанов (в % на сумму терпанов) нефтей и экстрактов из пород показало сопоставление, пусть и неполное, битумоидов углеродистой пачки нижне-ирэмэкэнской подтолщи и нефтей, полученных из ирэмэкэнских отложений в скважинах ТК-1п, Кмб-18п, Кмб-267, Юр-90, Юр-51. Нужно понимать, что здесь мы рассматриваем характеристику не по абсолютным величинам их содержания, а распределения, основанные на относительном соотношении между трицикланами с разным числом атомов углерода в молекуле.

По условиям образования, типу исходного ОВ углеродистая пачка ирэмэкэнской толщи коррелируется с нефтями региона. Однако по кинетике, ряду молекулярных параметров, характеризующих степень катагенетической преобразованности, есть противоречие в достаточном температурном прогреве ирэмэкэнской толщи для максимальной нефтегазогенерации в районе изученных скважин.

Таблица 8. Содержание трициклических терпанов в битумоидах рифейских пород Камовского свода

№ п/п	Месторождение	№ скважины	Возраст	Интервал, м	Максимум в трицикланах	ΣC_{19-20}	ΣC_{23-26}	ΣC_{28-31}	$\frac{\Sigma C_{23-26}}{\Sigma C_{28-31}}$	$\frac{2C_{19-20}}{C_{23-26}}$
1	Куломбинское	Кмб-41	R ₃ irm ₁	2687.62	C ₁₉	72.57	13.32	0.82	16.34	5.45
2	»	»	»	2690.25	C ₁₉	71.09	14.84	0.42	35.72	4.79
3	»	»	»	2692.62	C ₁₉	61.55	28.75	0.00	—	2.14
4	»	Кмб-18	»	2618.7	C ₂₃	31.48	47.14	1.66	28.38	0.67
5	»	»	»	2620.45	C ₁₉	82.76	17.24	0.00	—	4.80
6	»	Кмб-305	R ₁ vdr	2508.36	C ₂₃	—	81.90	18.10	4.53	—
7	»	Кмб-223	»	2440.13	C ₁₉	76.96	13.79	0.00	—	5.58
8	»	Кмб-246	R ₁ mdr	2569.0	—	—	—	—	—	—
9	Терско-Камовский ЛУ	ТК-506	R ₂ kmb	2449.3	C ₁₉	78.42	10.73	0.00	—	7.31

Таблица 9. Содержание трициклических терпанов в нефтях рифейских пород Камовского свода

№ п/п	Месторождение, участок	№ скважины	Возраст	Интервал, м	Максимум в трицикланах	ΣC_{19-20}	ΣC_{23-26}	ΣC_{28-31}	$\frac{\Sigma C_{23-26}}{\Sigma C_{28-31}}$	$\frac{2C_{19-20}}{C_{23-26}}$
1	Куломбинское	Кмб-1	R ₂ kmb ₁	2318—2526	C ₂₃	18.91	33.29	27.77	1.20	0.57
2	»	Кмб-41	R ₃ irm ₂	2505—2540	C ₂₄	0.00	100.00	0.00	—	—
3	»	Кмб-18п	»	2410—2430	C ₂₃	21.48	54.28	13.87	3.91	0.40
4	»	Кмб-272	»	2430—2450	»	0.00	52.96	0.00	—	—
5	»	Кмб-248Р	R ₂ kmb ₂	2885—3536	C ₂₀	100.00	0.00	0.00	—	—
6	»	Кмб-225	R ₃ irm ₁	2526—2535	C ₂₃	0.00	100.00	0.00	—	—
7	»	Кмб-305	Rmdr	2673.5—2684.5	»	0.00	81.39	0.00	—	—
8	»	Кмб-267	R ₃ irm ₂	2701—2711	»	13.44	50.22	23.74	2.12	0.27
9	Юрубченский	Юр-80	R ₂ jrb ₁	2394—2417	C ₂₉	7.84	43.75	31.44	1.39	0.18
10	»	Юр-81	R ₂ jkt	2373—2375; 2385—2391; 2394—2404	C ₂₁	9.39	42.77	27.25	1.57	0.22
11	»	Юр-82	R ₂ kmb ₁	2227—2257	C ₂₃	8.01	47.79	29.01	1.65	0.17
12	»	Юр-110	R ₃ irm ₂ —R ₃ tk	2630.5—2808.0	»	9.75	47.21	28.15	1.68	0.21
13	»	Юр-90	R ₃ irm ₂	2365—2395	»	10.06	45.76	26.23	1.74	0.22
14	»	Юр-110	R ₂ rs1—R ₂ jkt	3222.5—4223.0	»	9.34	48.97	27.61	1.77	0.19
15	Терско-Камовский	ТК-15	R ₂ jrb ₁ , R ₁ mdr	2564—2570; 2579—2590	»	5.91	47.54	30.30	1.57	0.12
16	»	ТК-1п	R ₃ irm ₁	2372—2468	C ₂₀	40.40	44.18	0.00	—	0.91
17	Кординский	Корд-1	Vosk—R ₃ irm ₂	2673.5—2684.5	»	100.00	0.00	0.00	—	—
18	»	Корд-2	Vosk—R ₂ vng	2521—2540	C ₂₃	11.73	47.18	30.38	1.55	0.25

Использовать классические широко применяемые молекулярные параметры катагенеза, основанные на соотношениях биомаркеров состава терпанов и стеранов при корреляции ОВ—нефть, в данном случае не удалось. Стераны не идентифицированы в составе битумоидов ирэмкэнской толщи и в большинстве нефтей Куломбинского месторождения. Кроме того, коэффициенты, рассчитанные на основе стеранов, рекомендуют использовать на ранних стадиях катагенеза [Петров, Арефьев, 1984; Конторович и др., 1991, 2011]. Соотношения $H_{31}S/(S+R)$ и $H/(H+M)$ в экстрактах и нефтях достигли равновесных значений (см. табл. 4). Катагенетические параметры, основанные на триароматических стероидах также нельзя было использовать для корреляции ОВ—нефть, так как в большинстве нефтей содержится крайне низкое количество этих соединений, в экстрактах из пород ирэмкэнской толщи они не обнаружены.

Часто для характеристики степени катагенетической превращенности нефтематеринского ОВ используют отношение концентраций трисноргопанов C_{27} — параметр Ts/Tm . В изученных рифейских

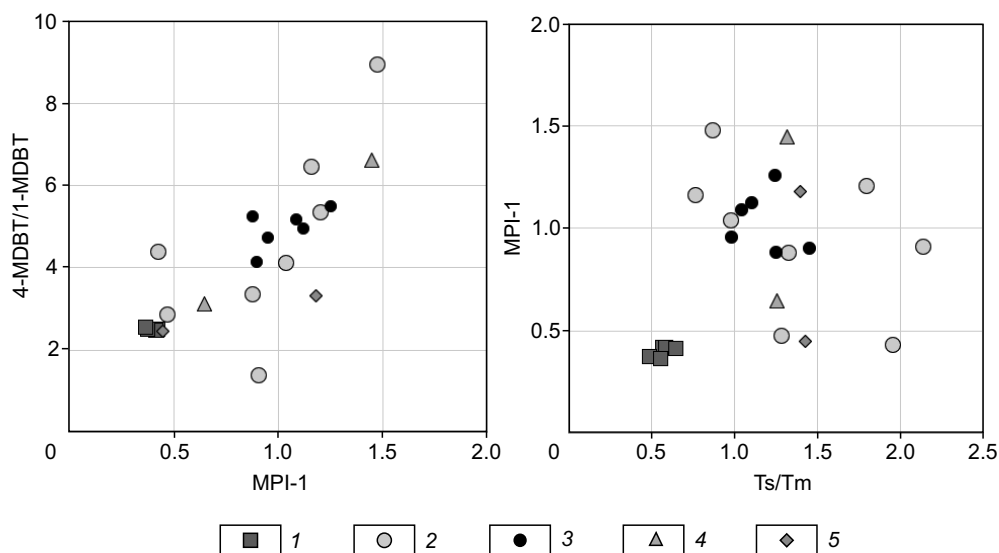


Рис. 6. Сопоставление молекулярных параметров термической зрелости в экстрактах из пород ирэмэкэнской толщи и нефтях Байкитской антеклизы.

1 — экстракт из пород ирэмэкэнской толщи; 2—5 — нефти: 2 — из Куёмбинского, 3 — из Юрубчено-Тохомского, 4 — из Кординского месторождений, 5 — из Терско-Камовского ЛУ.

битумоидах это отношение меняется от 0.57 до 0.60, что указывает на низкий катагенез ОБ. В нефтях же полученные значения параметра Ts/Tm выше и изменяются от 0.77 до 2.14. Для рассматриваемой выборки образцов они оказались неинформативными. Также для корреляции были использованы молекулярные параметры, основанные на распределении метилфенинтренов (MPI-1) и метилдибензтиофенов (4-MDBT/1-MDBT) (см. табл. 4, 5).

Сравнение этих молекулярных параметров катагенеза (рис. 6) показало, что в нефтях значения параметров термической зрелости всегда выше, чем в экстрактах из пород ирэмэкэнской свиты. Исследованные породы ирэмэкэнской толщи обладают меньшим катагенезом ОБ, чем нефти района исследования. Поэтому в генерации изученных нефтей они участвовать не могли. В генерации этих нефтей принимали участие нефтематеринские породы отложений, характеризующиеся большей термической зрелостью ОБ, чем ОБ ирэмэкэнской свиты в районе исследования.

Достижение ОБ обогащенной пачки ирэмэкэнской толщи пика нефтегазогенерации и основная генерация УВ, вероятно, происходили в рифейских прогибах восточнее и южнее изученных разрезов. По распределению *n*-алканов, изопреноидов, трициклических терпанов и стеранов в нефтях имеются сходства с битумоидами ирэмэкэнской углеродистой пачки и глинистых прослоев вэдрешевской и мадринской толщ. В нефтях Куёмбинского месторождения вклад ОБ ирэмэкэнской толщи был больше, чем в нефтях Юрубчено-Тохомского месторождения, так как наиболее контрастные параметры катагенеза (максимально широкие пределы изменения) характерны для исследованных восьми нефтей Куёмбинского ЛУ. Для изученных нефтей Юрубчено-Тохомского месторождения параметры термической зрелости изменяются в более узких пределах. Это касается и пределов в распределении молекулярных масс стеранов и трициклических терпанов.

Ранее по юрско-меловым отложениям Западной Сибири [Гончаров, 1987], палеозою Западного Таймыра [Филиппов и др., 2006; Болдушевская и др., 2012] и другим разрезам часто мы получали достаточно четкое соответствие по биомаркерным показателям между нафтидами и исходным органическим веществом пород. В случае рифея Байкитской антеклизы все не так однозначно, так как геологическая история этих разрезов была сложнее, длительнее и динамичнее, чем более молодых отложений. Предполагаем, что, если бы ОБ ирэмэкэнской толщи изученных скважин было более зрелое, то мы получили бы более близкое сопоставление с нефтями, в частности, по распределению трициклических терпанов (рис. 7). Вероятно, мы имеем два источника для формирования нефтей Байкитской антеклизы — ОБ нижнерифейских отложений вэдрешевской и мадринской толщ и ОБ отложений ирэмэкэнской толщи, там, где она прошла пик фазы нефтегенерации. Вклад ОБ разных толщ неравный на разных участках, на Куёмбинском месторождении вклад ОБ ирэмэкэнской толщи, вероятно, больше, чем на Юрубченском, что проявляется в содержании и распределении стеранов в нефтях соответствующих месторождений.

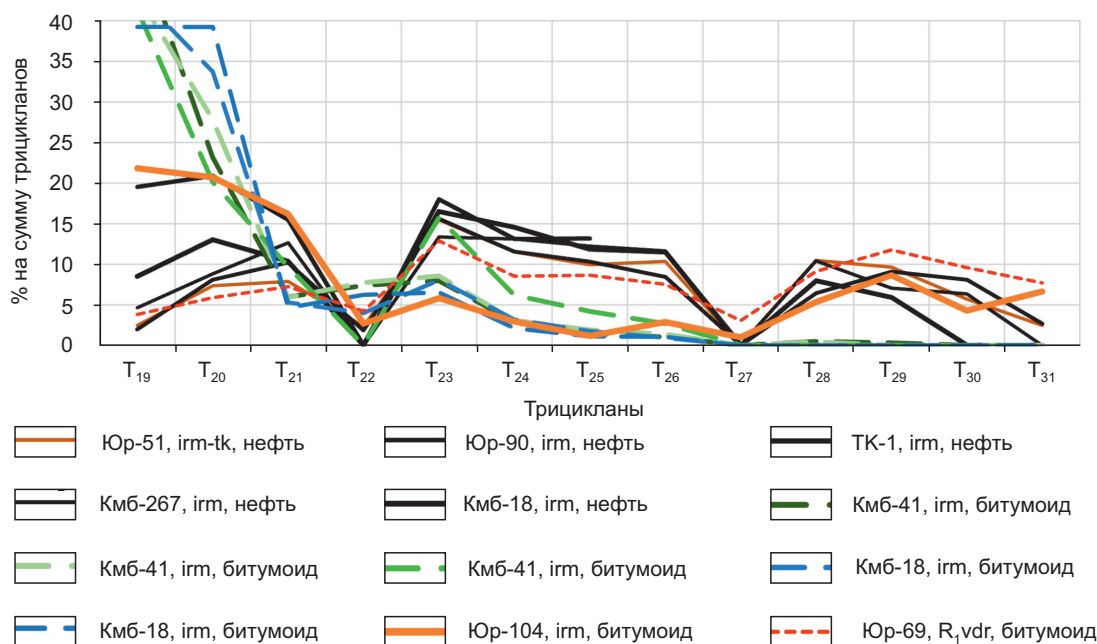


Рис. 7. Молекулярно-массовое распределение трициклических терпанов в битумоидах нижнеирэмэкэнской углеродистой пачки и нефтях верхнеирэмэкэнской подтолщи.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По итогам проделанной работы удалось показать превосходный нефтематеринский потенциал углеродистой пачки в низах ирэмэкэнской толщи по данным скважины Кмб-41 и Кмб-18, ранее изученной по керну только в одной скв. Юр-104. Собранный уникальная коллекция нефтей из верхнеирэмэкэнской подтолщи позволила провести детальный анализ и выявить детали корреляционных связей. Полученная геохимическая информация позволяет внести существенный вклад в изученность данной территории и получить новые данные о нефтеобразовании и аккумуляции залежей. Анализ полученных данных хромато-масс-спектрометрии показал неординарность ирэмэкэнской толщи и нефтей, полученных из нее, что проявляется в низком содержании хейлантанов и стеранов, групповом составе экстрактов.

Другим уровнем рифейского разреза, относительно обогащенным органическим веществом, являются отложения мадринской и вэдрэшевской толщ. Остальные толщи характеризуются невысоким нефтегазогенерационным потенциалом.

Молекулярный состав органического вещества рифейских пород и нефтей, изотопный состав углерода характерен для органического вещества морского происхождения, накопление которого происходило в восстановительных условиях.

При проведении лабораторных исследований по скважинам Куямбинского месторождения впервые удалось сравнить молекулярные характеристики битумоидов пород нижнеирэмэкэнской обогащенной пачки и нефти из верхнеирэмэкэнской подтолщи. Все полученные аналитические данные были в дальнейшем использованы при бассейновом моделировании территории Камовского свода.

Анализ данных органической геохимии и результаты моделирования по скважинам Камовского свода показали, что основной объем генерированных углеводородов (УВ) на территории юга Байкитской антеклизы связан преимущественно с органическим веществом (ОВ) отложений вэдрэшевской и мадринской толщ нижнего рифея.

Обогащенные ОВ отложения углеродистой пачки в низах ирэмэкэнской толщи верхнего рифея с превосходным нефтегазогенерационным потенциалом в пределах Камовского свода достигли пика нефтегенерации, вероятно, только в самой погруженной части Мадринского прогиба, что не позволило бы полностью заполнить ловушки. Распределение трициклических терпанов в битумоидах пород в изученных скважинах указывает на недостаточную зрелость ОВ ирэмэкэнской толщи, однако в самых погруженных зонах Камовского свода и прилегающих территорий, генерация, несомненно, происходила из ОВ ирэмэкэнской толщи, и в нефтях из верхнеирэмэкэнской подтолщи мы это отмечаем по УВ-биомаркерам на Куямбинском месторождении и Терско-Камовском участке.

Результаты геохимических исследований используются в построении бассейновой модели Камовского свода Байкитской антеклизы.

ЛИТЕРАТУРА

Баженова Т.К., Белецкая С.Н., Беляева Л.С., Биккенина Д.А., Гурко Н.Н., Ивановская А.В., Ипатов Ю.И., Кичуева У.О., Макаров К.К., Неручев С.Г., Парпарова Г.М., Рогозина Е.А., Рудавская В.А., Соловьева И.Л., Файззулина Е.М., Шапиро А.И., Шиманский В.К., Шуменкова Ю.М., Арефьев О.А., Гуляева Н.Д., Кулибакина И.Б., Работнов В.Т., Прохоров В.С., Шадский И.П. Органическая геохимия палеозоя и допалеозоя Сибирской платформы и прогноз нефтегазоносности. Л., Недра, 1981, 211 с.

Болдушевская Л.Н., Филиппов Ю.А., Ладыгин С.В., Романов А.П. Нефтегазоматеринские толщи палеозойского разреза Западного Таймыра и корреляционные связи: органическое вещество пород — нафтиды // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, 2012, № 4, с. 26—33.

Болдушевская Л.Н., Фадеева С.В., Самойленко В.В., Трушков П.В., Галиаскаров В.А., Наумов С.В. Геохимия органического вещества и нефтей ирэмэкэнской толщи рифея Байкитской антеклизы // Успехи органической геохимии: материалы 2-й Всероссийской научной конференции с участием иностранных ученых, посвященной 120-летию со дня рождения чл.-корр. АН СССР Н.Б. Вассоевича и 95-летию со дня рождения заслуженного геолога РСФСР, проф. С.Г. Неручева. Новосибирск, ИПЦ НГУ, 2022, с. 13—15.

Гончаров И.В. Геохимия нефтей Западной Сибири. М., Недра, 1987, 180 с.

Гончаров И.В., Самойленко В.В., Обласов Н.В., Фадеева С.В., Веклич М.А., Кашапов Р.С., Трушков П.В., Бахтина Е.С. Типы и катагенез органического вещества баженовской свиты // Нефтяное хозяйство, 2016, № 10, с. 20—25.

Каширцев В.А. Органическая геохимия нафтидов востока Сибирской платформы. Якутск, ЯФ изд-ва СО РАН, 2003, 157 с.

Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М., Недра, 1976, 249 с. (Труды СНИИГГиМС, вып. 229).

Конторович А.Э., Меленевский В.Н., Фомичев А.С., Шведенков Г.Ю. Пиролиз как метод изучения нефтегазогенерационного потенциала материнских пород // Геология нефти и газа, 1986, № 12, с. 36—41.

Конторович А.Э. Очерки теории нафтидогенеза. Новосибирск, Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004, 545 с.

Конторович А.Э., Петерс К.Е., Молдован Дж.М. Углеводороды-биомаркеры в нефтях Среднего Приобья (Западная Сибирь) // Геология и геофизика, 1991 (10), с. 3—34.

Конторович А.Э., Бахтуров С.Ф., Башарин А.К., Беляев С.Ю., Бурштейн Л.М., Конторович А.А., Кринин В.А., Ларичев А.И., Ли Году, Меленевский В.Н., Тимошина И.Д., Фрадкин Г.С., Хоменко А.В. Разновозрастные очаги нафтидообразования и нафтидонакопления на Северо-Азиатском кратоне // Геология и геофизика, 1999, т. 40 (11), с. 1676—1693.

Конторович А.Э., Тимошина И.Д., Филиппов Ю.А. Состав углеводородов-биомаркеров в нефтях рифея Байкитской антеклизы // Геология нефти и газа, 2011, № 5, с. 78—83.

Петров Ал.А., Арефьев О.Л. Углеводороды нефти. М., Наука, 1984, 263 с.

Тимошина И.Д. Геохимия органического вещества нефтепроизводящих пород и нефтей верхнего докембрия юга Восточной Сибири // Геология и геофизика, 2004, т. 45 (7), с. 901—910.

Тимошина И.Д., Болдушевская Л.Н. Геохимия органического вещества неопротерозоя на юго-востоке Сибирской платформы // Георесурсы, 2020, т. 22, № 4, с. 41—54.

Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти и газа. М., Мир, 1981, 501 с.

Филиппов Ю.А. Нефтегазоносность верхнего протерозоя западной части Сибирской платформы: Автореф. дис... д. г.-м. н. Новосибирск, ИНГГ СО РАН, 2015, 44 с.

Филиппов Ю.А., Петришина Ю.В., Богородская Л.И., Конторович А.А., Кринин В.А. Оценка катагенеза и нефтегазогенерационных свойств органического вещества отложений рифея и венда Байкитской и Катангской нефтегазоносных областей // Геология и геофизика, 1999, т. 40 (9), с. 1362—1374.

Филиппов Ю.А., Давыдова И.В., Болдушевская Л.Н., Данилова В.П., Костырева Е.А., Фомин А.Н. Взаимосвязь материнских пород и нефтей в мезозойских отложениях северо-востока Западно-Сибирской плиты на основе изучения углеводородов-биомаркеров и катагенеза органического вещества // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2006, № 5—6, с. 52—57.

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide, v. 2: Biomarkers and isotopes in petroleum exploration and Earth history. 2nd ed. Cambridge, New York, Melbourne, Cambridge Univ. Press, 2005, 699 p.