

## Источники нефтей Красноленинского месторождения

К.О. Осипов<sup>1\*</sup>, М.А. Большакова<sup>1</sup>, Э.А. Абля<sup>1</sup>, Е.А. Краснова<sup>1,2</sup>, Р.С. Сауткин<sup>1</sup>, А.А. Сулова<sup>1</sup>,  
А.Г. Калмыков<sup>1</sup>, М.С. Тихонова<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

<sup>2</sup>Институт геохимии и аналитической химии им. В.И. Вернадского РАН, Москва, Россия

В настоящее время не существует единого мнения о роли различных нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) в формировании Красноленинского месторождения. Основная верхнеюрско-раннемеловая НГМТ Западной Сибири представлена на Красноленинском своде тутлеймской свитой ( $J_{3it}-K_{1v}$ ). Кроме нее нефтегазоматеринские прослои также расположены во фроловской ( $K_{1v}-K_{1a}$ ), абалакской ( $J_{2cl}-J_{3km}$ ), тюменской ( $J_{2a-b}$ ), шеркалинской ( $J_1$ ) свитах и, возможно, в доюрских отложениях. В работе определены источники нефти Красноленинского месторождения путем сопоставления нефтей с НГМТ и установлены условия формирования состава нефти. На основе обзора известных геохимических параметров и результатов статистического анализа предложены новые молекулярные параметры определения типа и зрелости органического вещества (ОВ). Сделано предположение о вторичном преобразовании нефтей викуловской свиты Каменной вершины, которое связано с миграцией углеводородов (УВ) из свиты в вышележащие отложения или на дневную поверхность в прошлом. Показано, что нефти викуловской свиты Каменной вершины образовались из НГМТ, находящейся во время генерации УВ на градации  $MK_2$ , а нефти юрских и доюрских отложений – конец  $MK_2$  – начало  $MK_3$ . Установлено аквагенное происхождение исходного ОВ нефтей Каменной вершины, пород тутлеймской и части пород тюменской НГМТ. По критериям типа и зрелости источник нефтей Каменной вершины определить не удастся, поэтому для проведения корреляции нефть – НГМТ выявлены генетические признаки различия аквагенного ОВ тюменской и тутлеймской свит. Эти признаки позволили оценить источник нефтей разных частей Красноленинского месторождения: для Каменной вершины – тутлеймская свита, для Талинской площади – тюменская свита, для Ем-Еговской площади – тюменская и тутлеймская свиты. Оценка вклада шеркалинской и абалакской НГМТ в формирование скоплений УВ выходит за рамки текущей работы

**Ключевые слова:** Западная Сибирь, Красноленинское месторождение, геохимические параметры, зрелость органического вещества, тип органического вещества, источник нефти, тюменская свита, тутлеймская свита

**Для цитирования:** Осипов К.О., Большакова М.А., Абля Э.А., Краснова Е.А., Сауткин Р.С., Сулова А.А., Калмыков А.Г., Тихонова М.С. (2023). Источники нефтей Красноленинского месторождения. *Георесурсы*, 25(2), с. 161–182. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.12>

### Введение

Красноленинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в западной части Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. До сих пор нет единого мнения о роли той или иной нефтегазоматеринской толщи (НГМТ) в формировании нефтегазоносности Красноленинского месторождения. Причиной этого являются схожие характеристики нефтегазоматеринских толщ (тип органического вещества, его зрелость, возраст НГМТ, литологический состав вмещающих пород), определяемые по геохимическим (молекулярным, изотопным, пиролитическим) параметрам.

Цель настоящей статьи – определить источники и историю формирования состава нефтей Красноленинского месторождения. Установление источника углеводородов (УВ) позволит уточнить модель формирования залежей нефти и более эффективно проводить доразведку и эксплуатацию месторождений в пределах осадочного чехла и доюрских отложениях исследуемого района.

Разработка новых молекулярных параметров типа и зрелости органического вещества (ОВ) и нефтей является актуальной, поскольку использование большего числа показателей при лабораторных исследованиях увеличивает геохимическую информативность, уменьшает погрешность оценок типа и зрелости ОВ и позволяет задействовать образцы, в которых удалось идентифицировать небольшое количество молекулярных соединений. Молекулярные параметры типа и зрелости ОВ применяются для решения множества задач: корреляции нефть – нефть и нефть – НГМТ, построения палеогеографических карт (Конторович и др., 2013) и карт зрелости ОВ НГМТ (Goncharov et al., 2021), оценки исходного НИ и степени трансформации ОВ (Goncharov et al., 2005), характеристики путей миграции и их дальности (Samoilenko et al., 2021), установления генетического родства автохтонных, параавтохтонных и аллохтонных битумоидов баженовской свиты (Конторович и др., 2018). Более точные результаты можно получить при совместном анализе молекулярных параметров с показателями других видов исследований, такими как

– пиролитические параметры: температура максимального выхода УВ при пиролизе  $T_{max}$  (Самойленко, 2011; Goncharov et al., 2014; Samoilenko et al., 2021), индекс

\* Ответственный автор: Константин Олегович Осипов  
e-mail: [k.osipov@oilmsu.ru](mailto:k.osipov@oilmsu.ru)

© 2023 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

продуктивности НИ и доля непреобразованного керогена  $K_{\text{гос}}$  (Вторушина и др., 2022);

– изотопный состав углеводородных фракций (Oblassov et al., 2021);

– отражательная способность витринита углей (Oblassov et al., 2007).

Геохимический анализ нефтей и экстрактов пород осадочного разреза Красноленинского свода проводился разными коллективами исследователей, например ИНГГ СО РАН (Конторович и др., 1995), ТомскНИПИнефть (Гончаров и др., 2016б; Обласов и др., 2020; Обласов и др., 2021; Oblassov et al., 2021; Обласов и др., 2022), Центр рационального недропользования им. Шпильмана (Вторушина и др., 2022), МГУ имени М.В. Ломоносова (Тихонова и др., 2021; Осипов и др., 2022). Настоящая работа является продолжением изучения органического вещества пород и проб нефтей исследуемой территории.

На Красноленинском своде и окружающих впадинах нефтегазоматеринские толщи встречаются в шеркалинской, тюменской, абалакской, тутлеймской свитах и, возможно, в палеозойских отложениях (Конторович и др., 1995; Oblassov et al., 2021) (рис. 1).

Коллекторские интервалы Красноленинского свода приурочены к доюрским корам выветривания (пластам ДЮК), раннеюрским терригенным породам (пластам БГ<sub>2</sub>, ЮК<sub>10-11</sub>), среднеюрским (пластам ЮК<sub>2,9</sub>, БГ), средне-верхнеюрским (пластам ЮК<sub>1</sub>, П), верхнеюрско-раннемеловым (пласту ЮК<sub>0</sub>) и меловым (пластам АК<sub>1-3</sub>, ВК).

Первой особенностью изучаемой территории является контакт доюрского основания с тутлеймской свитой

в сводовой части Каменной вершины, что может объяснять присутствие в доюрских породах нефтей, генетически связанных с тутлеймской свитой.

Наличие над тутлеймской свитой мощной глинистой покрывки фроловской свиты (Гончаров и др., 2016б) затрудняет вертикальную миграцию УВ из юрского комплекса в меловой, что может быть причиной нисходящей латеральной миграции большого объема сгенерированных УВ из тутлеймской свиты в нижележащие юрские и доюрские пласты и неполной заполненности ловушки в вышележащих меловых отложениях викуловской свиты.

Относительно высокой зрелостью НГМТ в сводовой и склоновой частях Каменной и Ем-Еговской вершин по сравнению с погруженными частями Красноленинского свода (Oblassov et al., 2021) можно объяснить большую зрелость юрских нефтей Каменной и Ем-Еговской площадей по сравнению с нефтями более погруженной Талинской площади (Обласов и др., 2020 и настоящее исследование).

### Основные термины и параметры

В работе использовались следующие термины и параметры.

К геохимическим параметрам относятся молекулярные отношения, пиролитические характеристики ( $T_{\text{max}}$ , НИ,  $K_{\text{гос}}$ ), изотопный состав углерода ( $\delta^{13}\text{C}$ ) керогена и углеводородных фракций (Гончаров и др., 2016а), физико-химические свойства нефти (плотность и др.).

Молекулярное отношение, или молекулярный параметр, – отношение рассчитанных по результатам газовой хроматографии или хромато-масс-спектрометрии

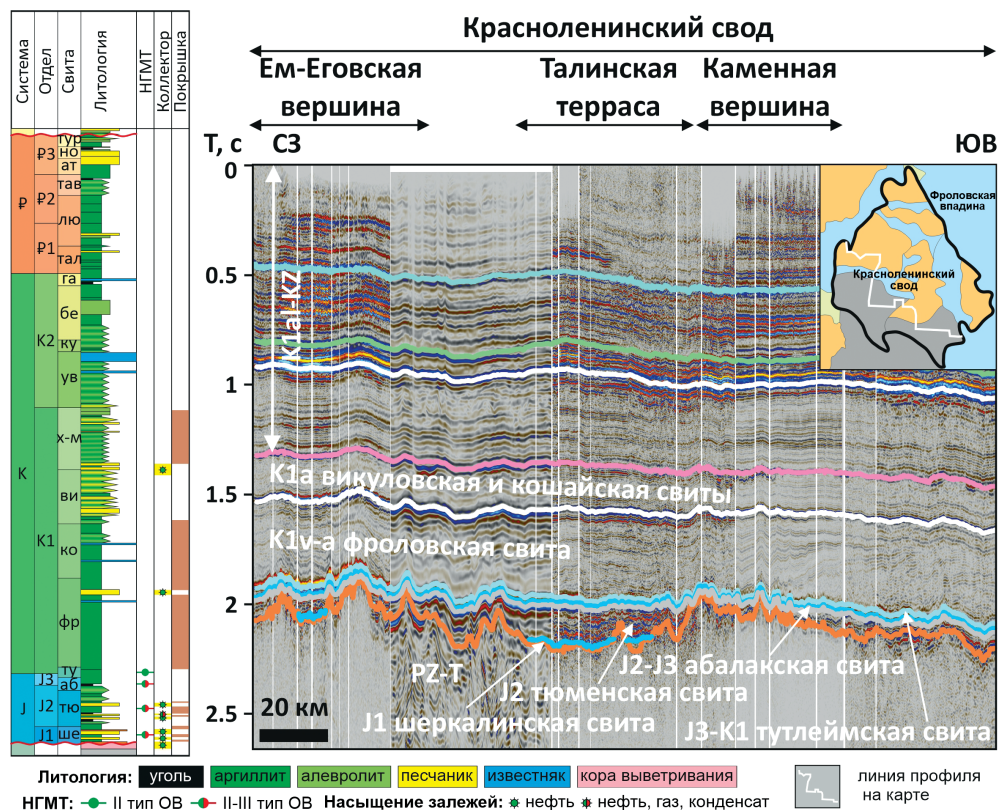


Рис. 1. Литостратиграфическая колонка Красноленинского свода (по Атлас «Геология и нефтегазоносность...», 2004) и сейсмогеологический разрез через Красноленинский свод. Свиты в колонке (снизу вверх): ше – шеркалинская, тю – тюменская, аб – абалакская, ту – тутлеймская, фр – фроловская, ко – кошайская, ви – викуловская, х-м – ханты-мансийская, ув – уватская, ку – кузнецовская, бе – березовская, га – ганькинская, тал – талицкая, лю – люлинворская, тав – тавдинская, ат – атлымская, но – новомихайловская, тур – туртасская



площадей пиков (концентраций) молекулярных соединений. Например, Pr/Ph, где Pr – пристан, Ph – фитан.

*Кероген* – часть ОВ, нерастворимая в органических растворителях.

*Типы керогена (ОВ), способные генерировать УВ*: I тип накапливался в озёрной среде осадконакопления, II тип – в морской обстановке осадконакопления с участием фито-, зоопланктона и бактерий, III тип – в континентальной или прибрежно-морской обстановке с преобладанием высшей растительности (Durand, 1980). Морское ОВ еще называют аквагенным, а континентальное или прибрежно-морское – террагенным (Конторович, Стасова, 1978). Тип ОВ определяют по элементному составу; по водородному индексу (пиролитическому параметру ПИ) в незрелых НГМТ; по молекулярным и изотопным параметрам – в нефтях и экстрактах любой зрелости; по мацеральному составу – в ОВ пород. Аквагенное ОВ может приобретать некоторые молекулярные, изотопные и пиролитические признаки III типа в результате окисления в диагенезе.

*Битумоиды* – совокупность ОВ, извлекаемых из осадочных пород методом экстракции, т.е. обработкой растворителями (хлороформом, бензоло-спиртовой смесью и др.).

*Зрелость нефти, тип ОВ нефти, возраст нефти* – характеристики исходного ОВ НГМТ на момент генерации УВ, оцениваемые по геохимическим параметрам пробы нефти.

Для корреляции геохимических параметров строится *матрица корреляций* – квадратная таблица, где строки и столбцы представляют собой коррелируемые переменные, на их пересечении указываются коэффициенты корреляций ( $r$ ) для соответствующей пары признаков. Матрица корреляций является инструментом для установления связей между изучаемыми признаками. Чем  $r$  больше по модулю, тем сильнее связь, при этом  $r$  изменяется от  $-1$  до  $1$  или от  $0$  до  $1$ , если используется модуль  $r$ . В таблице величины  $r$  могут быть представлены числами или цветами. Для величин  $r$  строится цветовая шкала, на которой, например, наименьшему значению  $r$  соответствует белый цвет, а наибольшему – фиолетовый. Использование цветов в матрицах корреляций упрощает процесс обнаружения взаимосвязей между признаками и позволяет быстро считывать значения  $r$ . В настоящей работе используется матрица корреляций модулей  $r$  с цветами от белого (модуль  $r = 0,5$ ) до фиолетового (модуль  $r = 1$ ).

## Материалы и методы

Материалом для получения геохимических параметров служили пробы нефтей доюрских, юрских и меловых залежей, а также экстракты пород (битумоиды) тюменской и тутлеймской свит Каменной вершины (рис. 2; табл. 1). В работе также используется график с пробами нефтей Талинской, Ем-Еговской и Каменной площадей Красноленинского месторождения из (Обласов, 2020).

Геохимические характеристики ОВ получены методами пиролиза Rock-Eval-6, для нефтей и экстрактов были использованы изотопный анализ углерода  $\delta^{13}\text{C}$ , хромато-масс-спектрометрия и измерения плотности нефтей. Количество изучаемых образцов приведено в табл. 1.

Полученные данные анализировались с помощью диаграмм и матриц корреляций для поиска наиболее



Рис. 2. Карта фактического материала (места отбора образцов из разреза скважин в пределах Каменной вершины Красноленинского свода). Фрагмент структурно-тектонической карты Западно-Сибирского бассейна (по Атлас «Геология и нефтегазоносность...», 2004; Ступакова, 2011)

Тип образца	Пласт (для проб нефтей) – свита	Количество образцов
Проба нефти	ВК – викуловская свита	22
Проба нефти	ЮК <sub>0</sub> – тутлеймская свита	33
	ЮК <sub>1</sub> – абалакская свита	
	П – аналог абалакской свиты	
	ЮК <sub>2,9</sub> – тюменская свита	
	БГ <sub>2</sub> – аналог шеркалинской свиты	
Экстракты пород	тутлеймская свита	18
Экстракты пород	тюменская свита	33

Табл. 1. Количество изученных образцов

информативных геохимических параметров типа и зрелости ОВ. На основе корреляции с вышеописанными информативными параметрами определены и обоснованы новые молекулярные показатели типа ОВ и его зрелости. Установлены генетические показатели, по которым осуществлена корреляция нефть – НГМТ, т.е. определены источники нефти.

Методика проведения пиролиза Rock-Eval 6 описана в работе (Behar et al., 2001). Погрешность определения показателя зрелости  $T_{\text{max}}$  достаточно велика и составляет  $\pm 2$  °C для керогена (Кашапов и др., 2015).

Изотопный анализ углерода битумоидов пород, нефтей и их фракций проводили на изотопном масс-спектрометре Delta V Advantage (Thermo Fisher Scientific, Германия), соединенном с элементным анализатором Flash EA 1112 (Thermo Fisher Scientific, Германия). Фракции нефтей и/или битумоидов растворяли в  $n$ -гексане. Используемые количество растворителя и объем пробы выбирали, исходя

из концентрации вещества в анализируемой фракции. Пробу сжигали в окислительно-восстановительном реакторе элементного анализатора при температуре 1000 °С. В качестве окислителя брали оксид хрома, восстановителя – восстановленная медь, катализатора – посеребренный оксид кобальта. Через интерфейс ConFlo проба поступала в камеру масс-спектрометра, где измерялся  $\delta^{13}\text{C}$  углерода, полученного в результате сжигания углекислого газа. В качестве стандартного образца использовался международный стандартный образец масла IAEA NBS-22. Инструментальная погрешность не превышает  $\pm 0,05\%$ . Воспроизводимость результатов анализа с учетом полного цикла пробоподготовки образцов не более  $\pm 0,2\%$ .

Экстракцию дробленной породы (размер зерен 0,25–0,5 мм) в 26 образцах из тюменской свиты и 6 образцах тутлеймской свиты проводили методом горячей экстракции хлороформом в аппарате Сокслета в течение не менее 72 ч для низкообогатенных ОВ пород и до 120–150 ч для чрезвычайно насыщенных битумоидом пород.

Экстракцию цилиндрических образцов 30×30 мм осуществляли для 7 образцов тюменской и 12 образцов тутлеймской свит. Проводили горячую экстракцию гексаном в аппарате Сокслета. Более подробно методика описана в статье (Тихонова и др., 2019).

Полученные экстракты упаривали до постоянной массы, далее экстракты разделяли на мальтены и асфальтены с помощью *n*-гексана 99%. Затем мальтены разделяли на насыщенную и ароматическую фракции на силикагеле КСКГ с размером гранул 0,04–0,1 мм с использованием *n*-гексана 99% и толуола.

Хромато-масс-спектрометрический анализ насыщенной и ароматической фракций нефтей и битумоидов проводили на газовом хроматографе ThermoQuest Trace GC (Thermo Fisher Scientific, Италия), соединенного со спектрометром Finnigan MAT900 (Thermo Fisher Scientific, Германия). Условия газохроматографического анализа: газ-носитель – гелий. Капиллярная кварцевая колонка 5MS – 30 м × 0,25 мм × 0,25 мм с 25-микронным слоем

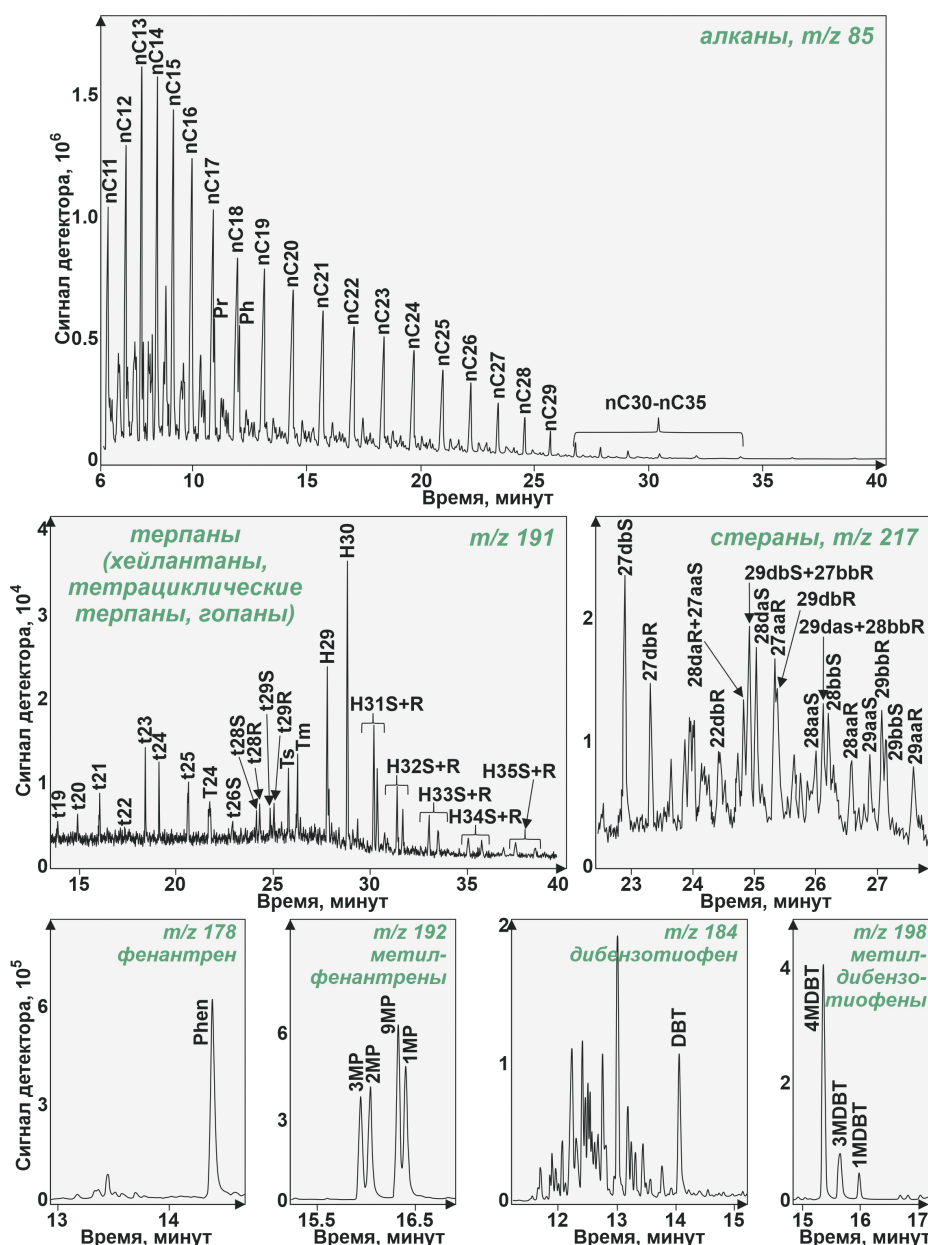


Рис. 3. Пример интерпретации масс-фрагментограмм с идентифицированными соединениями (алканами, терпанами, стеранами, фенантrenom и метилфенантренами, дибензотиофеном и метилдибензотиофенами)



фазы DB-5. Температурная программа – нагрев с 60 °C до 300 °C со скоростью 8–3 °C/мин и последующим удержанием 10 мин. Общая длительность программы 63 мин. Компьютерную обработку проводили с помощью программ X-Calibur и YL-clarity.

Результатами хромато-масс-спектрометрического анализа являются масс-фрагментограммы  $m/z$  (рис. 3), по которым идентифицируются молекулярные соединения и рассчитывается площадь пика для каждого соединения. Отношения площадей пиков представляют собой молекулярные отношения, или молекулярные параметры.

### Геохимические показатели типа и зрелости ОБ как основа для новых молекулярных отношений

При составлении молекулярных отношений необходимо понимание влияющих на них факторов. К последним относятся тип и зрелость ОБ, возраст и литология НГМТ, вторичные преобразования нефтей (биodeградация, вымывание водой, миграция) (Peters et al., 2005). На сегодняшний день существует огромный потенциал для новых молекулярных отношений, что объясняется следующими причинами:

1) с каждым годом увеличивается база идентифицируемых соединений. Примером молекулярного отношения по новым соединениям может служить бензонафтофурановое отношение (BNFR) для оценки зрелости углей, предложенное Н. Обласовым (Oblassov et al., 2007);

2) имеющаяся база идентифицированных соединений может быть использована для разработки новых молекулярных отношений. Пример молекулярного отношения – трициклановый индекс ( $I_{tc}$ ) для оценки типа ОБ (Конторович и др., 1999; Конторович и др., 2013);

3) молекулярные отношения, как правило, строятся по соединениям, находящимся в пределах одной молекулярной группы, например отношения только хейлантанов или только стеранов. Межгрупповых отношений значительно меньше, что открывает широкие возможности для их разработки. Примерами известных межгрупповых отношений являются  $T_{24}/H_{30}$ ,  $t_{23}/H_{30}$ ,  $reg/17a\_hopanes$ ,  $(t_{28}+t_{29})/17a\_hopanes$ , изменение которых связано с поведением входящих в них соединений. Так, хейлантаны ( $t_{23}$ ,  $t_{28}$ ,  $t_{29}$  и др.) и стераны ( $reg$ ) термодинамически более стабильны к изменениям температуры и давления, влияющим на зрелость ОБ, чем гопаны ( $H_{30}$ ,  $17a\_hopanes$ ), поэтому показатели  $t_{23}/H_{30}$ ,  $reg/17a\_hopanes$ ,  $(t_{28}+t_{29})/17a\_hopanes$  увеличиваются с ростом зрелости. Рассмотрим отношение  $reg/17a\_hopanes$  с другой позиции. Стераны ( $reg$ ) происходят из эукариот, гопаны ( $17a\_hopanes$ ) – из прокариот. Известно, что отношение стераны/гопаны выше в аквагенном ОБ, чем в террагенном (Peters et al., 2005).

Знание изменений молекулярных соединений под влиянием геологических факторов позволяет осознанно подбирать информативные молекулярные соединения, строить на их основе новые отношения и тестировать их. Наиболее удобными для интерпретации считаются молекулярные отношения (кроме генетических параметров), на которые влияет преимущественно один геологический фактор, например тип ОБ или его зрелость, возраст НГМТ. Для создания таких отношений необходимы соединения,

которые по-разному подвержены одному фактору (влияние этого фактора на отношение максимально) и одинаково подвержены остальным факторам (влияние этих факторов на отношение минимально). В настоящей работе основой для определения новых молекулярных отношений служат широко известные геохимические параметры типа и зрелости ОБ (табл. 2). Табличные геохимические параметры также использованы при анализе нефтей и битумоидов в разделе «Корреляция нефть – НГМТ».

### Молекулярные отношения для оценки типа и зрелости ОБ, установленные на основе анализа битумоидов и проб нефтей Каменной вершины

В настоящей работе предложены новые молекулярные отношения для оценки типа ОБ и его зрелости (табл. 3, 4). Они построены по хорошо известным молекулярным соединениям.

Три новых отношения являются внутригрупповыми, например,  $t_{28}R/(t_{28}R+t_{24}+t_{25})$  построено по хейлантанам. Семь отношений – межгрупповые, например, в  $bb_{27}S/(bb_{27}S+Ts)$  входят соединения двух молекулярных групп – стеранов и гопанов. Одно из предлагаемых отношений содержит соединения четырех групп – гопанов, хейлантанов, стеранов и триароматических стероидов –  $(t_{28}R+Dh_{30})/(t_{28}R+Dh_{30}+TA_{26}+TA_{27}+reg_{27})$ .

Эффективность предлагаемых молекулярных отношений доказана на образцах Каменной вершины (см. раздел «Корреляция нефть – НГМТ»).

Известные показатели  $Dh_{30}/H_{29}Ts$ ,  $Dh_{30}/H_{30}$  и  $reg/17a\_hopanes$ ,  $(t_{28}+t_{29})/17a\_hopanes$  являются одновременно индикаторами и типа, и зрелости ОБ, что усложняет геохимическую интерпретацию. На основе них определены новые параметры для выделения типа ОБ, в которых влияние зрелости сведено к минимуму.

**Показатель  $t_{28}R/(t_{28}R+t_{24}+t_{25})$ .** Отношения  $reg/17a\_hopanes$  и  $(t_{28}+t_{29})/17a\_hopanes$  строятся на разнице в исходном ОБ эукариоты/прокариоты, их отношение выше для аквагенного ОБ. Регулярные стераны происходят из эукариот, хейлантаны  $t_{21}-t_{29}$  – из морских и озерных эукариот, присутствует вклад прокариот;  $17a$ -гопаны – из прокариот (Peters et al., 2005). Высокие значения параметра  $reg/17a\_hopanes$ , как правило, свидетельствуют о том, что исходное ОБ аквагенное, поэтому проведена замена индикатора эукариот  $reg$  на индикатор морских эукариот  $reg_{27}$  (рис. 4, а). Показатели  $t_{28}$  и  $t_{29}$ , которые могут нести информацию об ОБ прокариот, заменены на  $t_{24}$  и  $t_{25}$ , коррелирующие с морскими эукариотами ( $reg_{27}$ ) (рис. 4, б). Отношения растут со зрелостью из-за термодинамически менее стабильных  $17a$ -гопанов, входящих в знаменатель. Термодинамически более стабильным аналогом  $17a$ -гопанов для ОБ прокариот является хейлантан  $t_{28}R$  (рис. 4, в), что согласуется с исследованиями, по которым в хейлантаны  $t_{21}-t_{29}$  возможен вклад прокариот (Peters et al., 2005). Получившееся отношение можно представить в виде  $(t_{24}+t_{25})/(t_{24}+t_{25}+t_{28}R)$  или  $t_{28}R/(t_{28}R+t_{24}+t_{25})$ .

**Параметр  $Dh_{30}/(Dh_{30}+Ts)$ .**  $Dh_{30}$  и  $Ts$  имеют близкую и достаточно высокую термодинамическую стабильность в отличие от  $H_{29}Ts$  и  $H_{30}$ , которые являются менее стабильными (Kolaczowska et al., 1990).

Свойство или группы соединений	Геохимические параметры	Индикаторы типа ОВ	Индикаторы зрелости ОВ
Плотность нефти	API (Barton, 1934)	–	Параметр растет с увеличением зрелости. Причина – с ростом зрелости происходит крекинг тяжелых компонентов нефти (гетероатомных соединений, асфальтенов, высокомолекулярных насыщенных и ароматических соединений) в более легкие (Peters et al., 2005)
Алканы	Pr/Ph (Brooks et al., 1969)	Параметр выше в террагенном ОВ. Причина – условия диагенеза влияют на соотношение Pr/Ph в органическом веществе. В окислительных условиях диагенеза Pr относительно больше, чем Ph. В восстановительных условиях наоборот. Pr/Ph < 2 – аквагенное ОВ, > 3 – террагенное ОВ (Peters et al., 2005)	Показатель может уменьшаться, а может увеличиваться с ростом катагенеза, что зависит от конкретной НГМТ, даже в пределах одной НГМТ показатель может расти на ранних этапах зрелости и уменьшаться на поздних, и наоборот. Причина – генерация Pr и Ph из ОВ с разной скоростью (Peters et al., 2005). Фактор зрелости вызывает меньшие изменения показателя Pr/Ph, чем тип ОВ.
	Pr/nC <sub>17</sub> , Ph/nC <sub>18</sub> (Connan, Cassou, 1980)	Показатель Pr/nC <sub>17</sub> выше в террагенном ОВ. Причина – Pr больше образуется в окислительных условиях диагенеза, а nC <sub>17</sub> больше – в аквагенном ОВ. Pr/nC <sub>17</sub> < 0.5 – аквагенное ОВ, > 0.6 – террагенное ОВ (Peters et al., 2005)	Значения уменьшаются с увеличением зрелости. Причина – с ростом катагенеза генерируется больше нормальных алканов благодаря крекингу керогена (Peters et al., 2005)
	Ki (Забродина и др., 1978)	–	Показатель уменьшается с ростом катагенеза. Причина – с увеличением зрелости генерируется больше нормальных алканов благодаря крекингу керогена (Peters et al., 2005)
	CPI (Bray, Evans, 1961), CPI <sub>Philippi</sub> (Philippi, 1965), ОЕР и ОЕР-2 (Scalan, Smith, 1970)	Параметры выше в террагенном ОВ. Причина – нечетных nC <sub>25</sub> -nC <sub>35</sub> больше относительно четных nC <sub>24</sub> -nC <sub>34</sub> в террагенном ОВ (Peters et al., 2005) и меньше – в аквагенном	с ростом зрелости параметры стремятся к 1 (Peters et al., 2005)
	nC <sub>17</sub> /nC <sub>27</sub> и nC <sub>19</sub> /nC <sub>31</sub> (Moldowan et al., 1985), TAR (Bourbonniere, Meyers, 1996),	Показатели nC <sub>17</sub> /nC <sub>27</sub> и nC <sub>19</sub> /nC <sub>31</sub> выше в аквагенном ОВ. Параметр TAR выше в террагенном ОВ. Причина – nC <sub>15</sub> , nC <sub>17</sub> , nC <sub>19</sub> больше в аквагенном ОВ, а nC <sub>27</sub> , nC <sub>29</sub> , nC <sub>31</sub> – в террагенном ОВ (Peters et al., 2005)	Показатели nC <sub>17</sub> /nC <sub>27</sub> , nC <sub>19</sub> /nC <sub>31</sub> растут с увеличением зрелости. Значения параметра TAR уменьшается с ростом катагенеза. Причина – с увеличением зрелости происходит крекинг тяжелых, высокомолекулярных соединений в более легкие (Peters et al., 2005)
Гопаны (пентациклические терпаны)	H <sub>35</sub> S/H <sub>34</sub> S, H <sub>35</sub> /H <sub>34</sub> , H <sub>35</sub> /Σ(H <sub>30</sub> -H <sub>35</sub> ) (Moldowan et al., 1989)	Показатели выше в аквагенном ОВ. Причина – H <sub>35</sub> является индикатором восстановительных условий (Peters, Moldowan, 1991)	Параметр эффективен в сернистом ОВ. Он увеличивается с ростом катагенеза на ранних этапах зрелости и уменьшается с дальнейшим ростом зрелости. Причина – на ранних этапах катагенеза происходит разрушение связей сернистые комплексы – гопаноиды, высвобождаются гомогопаны с преобладанием H <sub>35</sub> . С дальнейшим ростом катагенеза разрушаются связи ароматические системы – гопаноиды, высвобождаются гомогопаны с преобладанием гомогопанов H <sub>30</sub> -H <sub>34</sub> . (Peters et al., 2005)
	H <sub>31</sub> S/(S+R), H <sub>32</sub> S/(S+R), H <sub>33</sub> S/(S+R), H <sub>34</sub> S/(S+R), H <sub>35</sub> S/(S+R) (Ensminger et al., 1977)	–	Показатели растут с увеличением зрелости. Причина – переход (изомеризация) R в S с увеличением зрелости. Эффективны на ранних стадиях зрелости (до RVt ~ 0.5), потом отношения достигают величины ~ 0.55-0.6 (эквilibrium) (Peters et al., 2005)

Табл. 2. Геохимические показатели, используемые для оценки типа и зрелости органического вещества

Гопаны (пентациклические терпаны)	Ts/Tm (Seifert, Moldowan, 1978); H <sub>30</sub> /(H <sub>30</sub> +30ba), 30ba/H <sub>30</sub> , 29ba/H <sub>29</sub> (Seifert, 1978); Ts/H <sub>30</sub> (Volkman et al., 1983); H <sub>29</sub> Ts/H <sub>29</sub> (Hughes et al., 1985); Dh <sub>30</sub> /H <sub>30</sub> (Cornford et al., 1986); H <sub>29</sub> /H <sub>30</sub> , Dh <sub>30</sub> /H <sub>29</sub> Ts (Peters et al., 2005)	Показатели 30ba/H <sub>30</sub> , Dh <sub>30</sub> /H <sub>29</sub> Ts, Dh <sub>30</sub> /H <sub>30</sub> выше в террагенном ОВ. Причины – 1) 30ba относительно H <sub>30</sub> больше с увеличением вклада террагенного ОВ; 2) Dh <sub>30</sub> больше в окисленном ОВ (Peters et al., 2005). Терагенное ОВ накапливается в более окислительных условиях, чем аквагенное ОВ	Параметры H <sub>30</sub> /(H <sub>30</sub> +30ba), H <sub>29</sub> /H <sub>30</sub> , Ts/Tm, Ts/H <sub>30</sub> , H <sub>29</sub> Ts/H <sub>29</sub> , Dh <sub>30</sub> /H <sub>29</sub> Ts, Dh <sub>30</sub> /H <sub>30</sub> увеличиваются с ростом катагенеза. Показатели 30ba/H <sub>30</sub> , 29ba/H <sub>29</sub> уменьшаются с ростом зрелости. Причина – разрушение термодинамически менее стабильных компонентов с ростом зрелости. От более к менее стабильным: Ts, Dh <sub>30</sub> , H <sub>29</sub> Ts, Tm, H <sub>29</sub> , 29ba и H <sub>30</sub> , 30ba (Peters et al., 2005; Kolaczowska et al., 1990). Параметр H <sub>30</sub> /(H <sub>30</sub> +30ba) эффективен до RVt ~ 0.75, далее достигает предельного значения ~ 0.86 (эквilibrium) (Обласов, 2010)
Стераны	Тригонограмма St <sub>27</sub> -St <sub>28</sub> -St <sub>29</sub> , St <sub>29</sub> /St <sub>27</sub> (Huang, Meinschein, 1979); тригонограмма reg <sub>27</sub> -reg <sub>28</sub> -reg <sub>29</sub> и dia <sub>27</sub> -dia <sub>28</sub> -dia <sub>29</sub> , reg <sub>29</sub> /reg <sub>27</sub> , dia <sub>29</sub> /dia <sub>27</sub> (Peters et al., 1994)	Стераны происходят из эукариот. Преобладание стеранов 27 – аквагенное, 28 – озерное, 29 – террагенное ОВ (Peters et al., 2005) или влияние диатомовых водорослей	–
	reg <sub>27</sub> S/(S+R), reg <sub>28</sub> S/(S+R), reg <sub>29</sub> S/(S+R) (Mackenzie et al., 1980)	–	Параметры растут с увеличением зрелости. Причина – переход (изомеризация) R в S с увеличением зрелости. reg <sub>29</sub> S/(S+R) эффективен до RVt ~ 0.7, потом достигаются предельные величины 0.5–0.55 (эквilibrium) (Peters et al., 2005)
	reg <sub>27</sub> bb/(bb+aa), reg <sub>28</sub> bb/(bb+aa), reg <sub>29</sub> bb/(bb+aa) (Mackenzie et al., 1980)	–	Показатели увеличиваются с ростом катагенеза. Причина – переход (изомеризация) aa в bb с увеличением зрелости (Peters et al., 2005). reg <sub>29</sub> bb/(bb+aa) эффективен до RVt ~ 0.76 (Обласов, 2010), потом достигаются предельные величины ~ 0.7 (эквilibrium) (Peters et al., 2005; Обласов, 2010)
	dia/(reg+dia) (Seifert, Moldowan, 1978), dia <sub>27</sub> S/(reg <sub>27</sub> S+dia <sub>27</sub> S)	Показатель выше в террагенном ОВ. Причина – диастеран – индикатор окислительных или субокислительных условий, его больше в этих условиях, чем в бескислородных (Peters et al., 2005). Терагенное ОВ накапливается в окислительных или субокислительных условиях, а аквагенное – в бескислородных	Параметр растет с увеличением зрелости. Причина – разрушение термодинамически менее стабильных регулярных стеранов относительно более стабильных диастеранов (Peters et al., 2005)
Стераны и гопаны	dia <sub>27</sub> S/(S+R), dia <sub>28</sub> S/(S+R), dia <sub>29</sub> S/(S+R), dia S/(S+R) (Mackenzie et al., 1980)	–	Показатели увеличиваются с ростом катагенеза. Причина – переход (изомеризация) R в S с увеличением зрелости. Эффективны на ранних стадиях зрелости (до RVt ~ 0.5), потом отношения достигают предельной величины ~ 0.6 (эквilibrium) (Peters et al., 2005)
	reg/17a_hopaness (Seifert, Moldowan, 1978)	Показатель выше в аквагенном ОВ. Причина – соотношение эукариоты/прокариоты в аквагенном ОВ выше, чем в террагенном. Регулярные стераны происходят от эукариот, а 17а-гопаны – от прокариот (Peters et al., 2005)	Параметр растет с увеличением зрелости. Причина – 17а-гопаны термодинамически менее стабильны, чем стераны (Peters et al., 2005)

Табл. 2. продолжение



Хейлантаны (трициклические терпаны)	$I_{tc}$ (Конторович и др., 1999)	Параметр выше в террагенном ОВ. Причина – соотношение высшая растительность (наземные эукариоты) / эукариоты выше в террагенном ОВ, чем в аквагенном или озерном ОВ. $t_{19}$ и $t_{20}$ имеют вклад высшей растительности, а $t_{21}$ - $t_{29}$ – преимущественно морских и озерных эукариот, прокариот (Peters et al., 2005; Конторович, Костырева, 2015).	Фактор не влияет, поскольку хейлантаны имеют высокую термодинамическую стабильность (Peters et al., 2005)
Хейлантаны и гопаны	$(t_{28}+t_{29})/17a\_hopanes$ (Seifert, Moldowan, 1978)	Параметр выше в аквагенном ОВ. Причина – соотношение эукариоты/прокариоты выше в аквагенном ОВ, чем в террагенном. хейлантаны $t_{21}$ - $t_{29}$ имеют вклад прокариот, морских и озерных эукариот, а 17а-гопаны происходят от прокариот (Peters et al., 2005).	Показатель увеличивается с ростом катагенеза. Причина – 17а-гопаны термодинамически менее стабильны, чем хейлантаны (Peters et al., 2005)
Моноароматические стероиды	$MA_{27}/MA_{29}$ (Seifert et al., 1984); тригонограмма $MA_{27}$ - $MA_{28}$ - $MA_{29}$ , $MA_{29}/(MA_{27}+MA_{28}+MA_{29})$ (Moldowan et al., 1985)	Моноароматические стероиды происходят из эукариот. Преобладание $MA_{27}$ – аквагенное, $MA_{28}$ – озерное, $MA_{29}$ – террагенное ОВ (Peters et al., 2005)	–
	$MA_{21}/(MA_{21}+MA_{28})$ (Mackenzie et al., 1981); $MA(I)/MA(I+II)$ (Moldowan et al., 1986)	–	Параметр растет с увеличением зрелости. Причина – разрушение менее термодинамически стабильных длинноцепочечных моноароматических стероидов $MA(II)$ – $MA_{27}$ , $MA_{28}$ , $MA_{29}$ – относительно более стабильных короткоцепочечных $MA(I)$ – $MA_{21}$ , $MA_{22}$ – с увеличением зрелости (Peters et al., 2005)
Триароматические стероиды	Тригонограмма $TA_{26}$ - $TA_{27}$ - $TA_{28}$ , $TA_{28}/(TA_{26}+TA_{27}+TA_{28})$ , $TA_{26}S/TA_{28}S$ (Seifert et al., 1984)	Триароматические стероиды происходят из эукариот. Преобладание $TA_{26}$ – аквагенное, $TA_{27}$ – озерное, $TA_{28}$ – террагенное ОВ (Peters et al., 2005)	–
	$TA_{20}/(TA_{20}+TA_{28})$ (Mackenzie et al., 1981); $TA(I)/TA(I+II)$ (Mackenzie, 1984)	–	Показатель растет с ростом зрелости. Причина – разрушение менее термодинамически стабильных длинноцепочечных триароматических стероидов $TA(II)$ – $TA_{26}$ , $TA_{27}$ , $TA_{28}$ – относительно более стабильных короткоцепочечных $TA(I)$ – $TA_{20}$ , $TA_{21}$ – с увеличением зрелости (Peters et al., 2005)
	$TA_{26} S/(S+R)$ , $TA_{27} S/(S+R)$ , $TA_{28} S/(S+R)$ , $TA S/(S+R)$ (Peters, Moldowan, 1993)	–	Параметры растут с увеличением катагенеза. Причина – переход (изомеризация) R в S с увеличением зрелости. Эффективен в широком диапазоне зрелости даже при $R/Vt > 0,76$ , когда показатели стеранов $bb/(bb+aa)$ и $S/(S+R)$ достигают предельных значений и не эффективны (Peters et al., 2005)

Табл. 2. продолжение

Моно- и триароматические стероиды	TA <sub>28</sub> /(TA <sub>28</sub> +MA <sub>29</sub> ) (Mackenzie et al., 1981); TA/(MA+TA) (Mackenzie, 1984)	–	Показатели растут с ростом зрелости. Причина – с ростом катагенеза MA <sub>21</sub> переходит в TA <sub>20</sub> , MA <sub>22</sub> в TA <sub>21</sub> , MA <sub>27</sub> в TA <sub>26</sub> , MA <sub>28</sub> в TA <sub>27</sub> , MA <sub>29</sub> в TA <sub>28</sub> , что называется ароматизацией (превращение моноароматических стероидов в триароматические) с потерей метильной группы. Показатели эффективны до RVt ~ 0,7–0,85, потом достигают предельного значения 1 (эквивилибриум) (Peters et al., 2005)
Фенантрены	MPI-1 (Radke et al., 1982); 2MP/1MP (Radke et al., 1986), PP-1 (Alexander et al., 1986), MPI-1_Cassani, PP-1_Cassani (Cassani et al., 1988)	–	Параметры 2MP/1MP, MPI-1, MPI-1_Cassani увеличиваются с ростом катагенеза. Показатели PP-1 и PP-1_Cassani уменьшаются с увеличением зрелости. Причина – разрушение термодинамически менее стабильных 1MP и 9MP относительно более стабильных 2MP и 3MP с увеличением зрелости. С дальнейшим ростом зрелости (RVt > 1,2) происходит разрушение менее стабильных 2MP и 3MP относительно более стабильного Phen (Peters et al., 2005)
Дибензотиофены	4MDBT/1MDBT (Radke et al., 1986)	–	Показатель растет с увеличением катагенеза. Причина – разрушение термодинамически менее стабильного 1MDBT относительно 4MDBT с ростом катагенеза (Radke et al., 1986).
Изотопный состав углерода УВ фракций	$\delta^{13}C_{аром}$ , $\delta^{13}C_{нас}$ , $\delta^{13}C_{асф}$ , $\delta^{13}C_{сб.см}$ , $\delta^{13}C_{б.см}$ , $\delta^{13}C_{масл}$ (Галимов, 1973)	Показатели растут (утяжеление изотопного состава) с увеличением доли террагенного ОВ (Конторович и др., 2019)	Параметры растут (утяжеление изотопного состава) с ростом зрелости. Причина – генерация и миграция из ОВ изотопно более легких УВ (Peters et al., 2005; Goncharov et al., 2019)

*Обозначения:* nC – префикс для нормальных алканов, H – для гопанов, t – для хейлантанов, St – для стеранов, MA – для моноароматических стероидов, TA – для триароматических стероидов, ba – постфикс для моретанов; S и R – стереоизомеры для многих групп соединений; aa стераны – нормальные стераны, bb стераны – изостераны, aa+bb, или reg стераны – регулярные стераны, dia стераны – диастераны, стераны aa+bb+dia, или St – стераны в целом; Ts – 18 $\alpha$ -22,29,30-трисноргопан C27, Tm – 17 $\alpha$ -22,29,30-трисноргопан C27; H<sub>29</sub>Ts – 18 $\alpha$ -30-норнеогопан C29; Dh<sub>30</sub> – 17 $\alpha$ -диагопан; 1MP, 2MP, 3MP, 9MP – метилфенантрены;  $\delta^{13}C_{аром}$  – изотопный состав углерода ароматической фракции УВ,  $\delta^{13}C_{нас}$  – насыщенной фракции,  $\delta^{13}C_{асф}$  – асфальтеновой фракции,  $\delta^{13}C_{сб.см}$  – фракции спиртобензолных смол,  $\delta^{13}C_{б.см}$  – фракции бензолных смол,  $\delta^{13}C_{масл}$  – масляной фракции.

*Обозначения с формулами:*

API = 141.5/плотность нефти (г/см<sup>3</sup>) – 131.5 – индекс плотности сырой нефти;

Ki = (Pr+Ph)/(nC<sub>17</sub>+nC<sub>18</sub>) – изопреноидный коэффициент;

CPI =  $\frac{1}{2} \cdot (nC_{25}+nC_{27}+nC_{29}+nC_{31}+nC_{33}) / (nC_{24}+nC_{26}+nC_{28}+nC_{30}+nC_{32}) + \frac{1}{2} \cdot (nC_{25}+nC_{27}+nC_{29}+nC_{31}+nC_{33}) / (nC_{26}+nC_{28}+nC_{30}+nC_{32}+nC_{34})$  – коэффициент нечетности;

CPI\_Philippi =  $2 \cdot nC_{29} / (nC_{28}+nC_{30})$  – коэффициент нечетности Филиппи;

OEP =  $(nC_{21}+6 \cdot nC_{23}+nC_{25}) / (4 \cdot nC_{22}+4 \cdot nC_{24})$  – улучшенный коэффициент нечетности;

OEP-2 =  $(nC_{25}+6 \cdot nC_{27}+nC_{29}) / (4 \cdot nC_{26}+4 \cdot nC_{28})$  – улучшенный коэффициент нечетности 2;

TAR =  $(nC_{27}+nC_{29}+nC_{31}) / (nC_{15}+nC_{17}+nC_{19})$  – индекс терригенности;

17a\_hopanes = H<sub>29</sub>+H<sub>30</sub>+H<sub>31</sub>+H<sub>32</sub> – гопаны H<sub>29</sub>–H<sub>32</sub>, иногда H<sub>29</sub>–H<sub>35</sub>;

I<sub>tc</sub> = (t<sub>19</sub>+t<sub>20</sub>)/ $\Sigma$ (t<sub>23</sub>–t<sub>26</sub>) – трициклановый индекс;

MPI-1 =  $1.5 \cdot (2MP+3MP) / (Phen+1MP+9MP)$  – метилфенантреновый индекс;

PP-1 =  $1MP / (2MP+3MP)$  – фенантреновый параметр;

MPI-1\_Cassani =  $1.89 \cdot (2MP+3MP) / (Phen+1.26 \cdot (1MP+9MP))$  – метилфенантреновый индекс Кассани;

PP-1\_Cassani =  $(1MP+9MP) / (2MP+3MP)$  – фенантреновый параметр Кассани.

Табл. 2. продолжение

Геохимические параметры	Описание
$Dh_{30}/(Dh_{30}+Ts)$ , $t_{28}R/(t_{28}R+t_{24}+t_{25})$ , $Dh_{30}/(Dh_{30}+t_{24}+t_{25})$ , $Dh_{30}/(Dh_{30}+reg_{27})$ , $Dh_{30}/(Dh_{30}+TA_{26}+TA_{27})$ , $(t_{28}R+Dh_{30})/(t_{28}R+Dh_{30}+TA_{26}+TA_{27}+reg_{27})$ , $bb_{27}S/(bb_{27}S+Ts)$	<p><b>Диагопан <math>Dh_{30}</math></b> – индикатор окисления ОВ (Peters et al., 2005), его больше в террагенном ОВ. Площадь пика диагопана в исследуемых нефтях и битумоидах невелика, что может давать погрешность измерения. Это необходимо учитывать в молекулярных отношениях, где присутствует диагопан, например <math>Dh_{30}/Ts</math>.</p> <p><b>Ts, <math>Dh_{30}</math> и стераны</b> имеют схожую высокую термодинамическую стабильность (Peters et al., 2005; Kolaczowska et al., 1990).</p> <p><b>Хейлантаны <math>t_{24}</math> и <math>t_{25}</math></b> – индикаторы морских эукариот, их больше в аквагенном ОВ. Вклад морских эукариот в <math>t_{24}</math> и <math>t_{25}</math> определен нами эмпирически, но с опорой на наличие вклада морских эукариот в хейлантаны <math>t_{21}-t_{29}</math> (Peters et al., 2005).</p> <p><b>Хейлантан <math>t_{28}R</math></b> – индикатор прокариот, его больше в террагенном ОВ. Вклад прокариот в <math>t_{28}R</math> определен нами эмпирически, но с опорой на наличие вклада прокариот в хейлантаны <math>t_{21}-t_{29}</math> (Peters et al., 2005).</p> <p><b>Стеранов <math>bb_{27}S</math> и <math>reg_{27}</math></b> больше в аквагенном ОВ (Peters et al., 2005).</p> <p><b>Триароматических стероидов <math>TA_{26}+TA_{27}</math></b> меньше в террагенном ОВ (Peters et al., 2005).</p>

Табл. 3. Новые молекулярные отношения для определения типа органического вещества, разработанные на основе анализа битумоидов и проб нефтей Каменной вершины

Геохимические параметры	Описание
$\ln(2MP/1MDBT)$ , $\ln(Dh_{30}/H_{32})$ , $\ln(3MP/TA(I))$	<p><b>Метилфенантроны 2MP и 3MP</b> термодинамически более стабильны, чем 1MDBT и TA(I) (выявлено нами эмпирически).</p> <p><b>Диагопан <math>Dh_{30}</math></b> наряду с Ts термодинамически более стабилен, чем большинство гопанов (Peters et al., 2005; Kolaczowska et al., 1990), включая <math>H_{32}</math>.</p> <p><b>Натуральное логарифмирование отношений</b> позволяет достичь лучшей корреляции показателей зрелости (определено нами эмпирически).</p>

Табл. 4. Новые молекулярные отношения для определения зрелости органического вещества, разработанные на основе анализа битумоидов и проб нефтей Каменной вершины

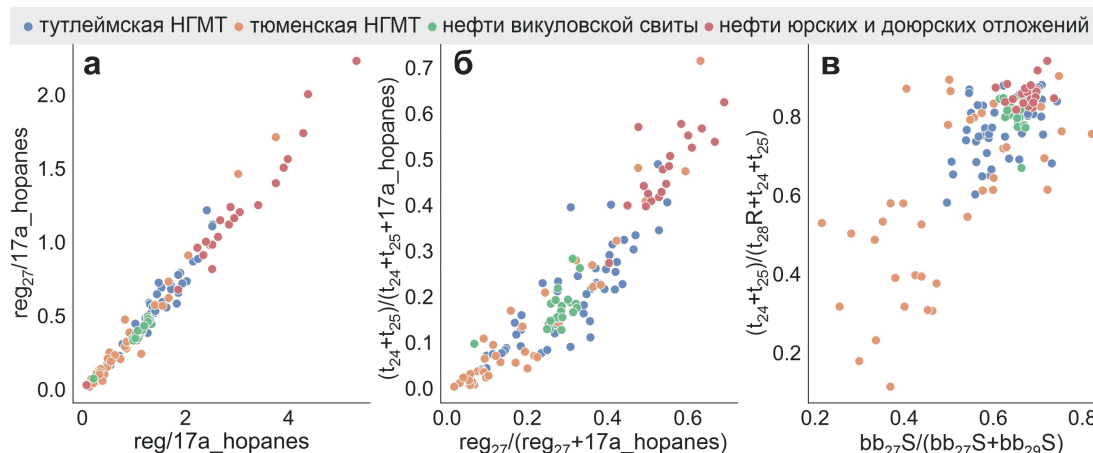


Рис. 4. Преобразование молекулярного отношения типа и зрелости ОВ  $reg/17a\_hopanes$  путем замены соединений на более контрастные и более термодинамически стабильные для определения типа органического вещества: а – использование  $reg_{27}$  вместо  $reg$  в отношении  $reg/17a\_hopanes$ ; б – хейлантаны  $t_{24}$  и  $t_{25}$  отвечают морским эукариотам подобно  $reg_{27}$ ; в – хейлантан  $t_{28}R$  отражает вклад прокариот, отношение  $(t_{24}+t_{25})/(t_{28}R+t_{24}+t_{25})$  является аналогом  $reg_{27}/17a\_hopanes$ , но без влияния фактора зрелости

Следующие показатели типа ОВ основаны на сочетании соединений из разных молекулярных групп. Работоспособность отношения  $Dh_{30}/(Dh_{30}+reg_{27})$  обосновывается тем, что  $Dh_{30}$  больше в окисленном ОВ (террагенное ОВ), а  $reg_{27}$  больше в морских эукариотах (аквагенное ОВ).

**Показатель  $Dh_{30}/(Dh_{30}+t_{24}+t_{25})$ .** Соединение  $Dh_{30}$  больше в окисленном ОВ, а  $t_{24}+t_{25}$  – в аквагенном ОВ (морские эукариоты, аналог  $reg_{27}$ ), которое менее подвержено окислению.

Молекулярное отношение  $(t_{28}R+Dh_{30})/(t_{28}R+Dh_{30}+TA_{26}+TA_{27}+reg_{27})$  показывает преобладание прокариот ( $t_{28}R$ ) (больше в террагенном ОВ) и окисленного ОВ ( $Dh_{30}$ ) (больше в террагенном ОВ) относительно морских ( $TA_{26}$ ,  $reg_{27}$ ) и лагунных ( $TA_{27}$ ) эукариот.

Далее рассмотрим новые молекулярные отношения, указывающие на зрелость ОВ (табл. 4). Индикатор зрелости  $\ln(2MP/1MDBT)$  установлен путем комбинации соединений из разных групп – метилдобензотиофенов и фенантронов. Отметим, что хорошо известные



показатели  $MPI-1 = 1,5 \cdot (2MP+3MP)/(Phen+1MP+9MP)$  и  $4MDBT/1MDBT$  повышаются с ростом зрелости ОБ из-за того, что в числителе находятся термодинамически более стабильные соединения, чем в знаменателе. Таким образом, в  $\ln(2MP/1MDBT)$  входят более стабильное соединение 2MP из одного показателя и менее стабильное 1MDBT из другого.

**Показатель  $\ln(Dh_{30}/H_{32})$ .** Диагопан  $Dh_{30}$  является наравне с Ts наиболее термодинамически стабильным соединением среди гопанов (Kolaczowska et al., 1990). По аналогии с известным показателем зрелости  $Dh_{30}/H_{30}$  (Peters et al., 2005) предлагается использовать в знаменателе гомоган  $H_{32}$  и логарифмировать отношение для лучшей корреляции с другими показателями зрелости.

**Индикатор зрелости  $\ln(3MP/TA(I))$ .** Метилфенантрен 3MP, по-видимому, более термодинамически стабилен по сравнению с TA(I).

Для подтверждения достоверности новых молекулярных отношений необходимо опробовать их для других объектов. Кроме того, нужно проверить чувствительность к катагенезу предлагаемых показателей с помощью других методов, например гидропирилиза (Peters et al., 1990; Peters, Moldowan, 1991), или с помощью оценки термодинамической стабильности соединений методом молекулярной механики (Kolaczowska et al., 1990).

### Корреляция нефть – НГМТ

Новые молекулярные отношения в комплексе с широко известными геохимическими параметрами использованы для корреляции нефтей Каменной вершины и битумоидов из нефтегазоматеринских толщ по типу ОБ, его зрелости и генетическим признакам.

Изучаемые нефти практически не биодegradированы, на что указывает близкое к нормальному распределение *n*-алканов, что говорит об отсутствии влияния биодegradации на группы соединений, более устойчивые к этому процессу: гопанов, стеранов, хейлантанов, моно- и триароматических стероидов и др. (Peters, Moldowan, 1993).

#### *Корреляция нефть – нефть по зрелости ОБ*

Согласно проведенным исследованиям, наиболее информативными параметрами зрелости для изучаемых нефтей являются  $MPI-1$ ,  $API$ ,  $Ts/(Ts+H_{30})$ ,  $dia_{27}S/(reg_{27}S+dia_{27}S)$ ,  $(t_{28}+t_{29})/(t_{28}+t_{29}+17a\_hopanes)$ ,  $4MDBT/(1MDBT+4MDBT)$ ,  $TA(I)/TA(I+II)$ ,  $MA(I)/MA(I+II)$ ,  $\delta^{13}C_{наc}$  (рис. 5).

Нефти викуловской свиты имеют меньшую зрелость по сравнению с нефтями юрских и доюрских отложений. Следует отметить, что показатель  $(t_{28}+t_{29})/(t_{28}+t_{29}+17a\_hopanes)$  несет в себе геологическую информацию о типе и зрелости ОБ и коррелирует с другими показателями зрелости только в случае генетического родства изучаемых проб нефтей (Peters et al., 2005), в данном случае нефтей доюрских, юрских и меловых (викуловских) отложений.

Резкое изменение значений в нефтях викуловской свиты по трем показателям:  $TA(I)/TA(I+II)$ ,  $MA(I)/MA(I+II)$  и  $\delta^{13}C_{наc}$  – свидетельствует о наличии еще некоторого дополнительного геологического фактора, кроме зрелости, влияющего на эти молекулярные отношения. Для выявления этого фактора мы используем метод от противного, когда последовательно отсеиваются менее

вероятные варианты и остается один или несколько наиболее возможных. Как будет описано в разделе «Корреляция нефть – НГМТ по типу ОБ», все нефти имеют аквагенное происхождение, то есть поведение на последних трех графиках вряд ли можно объяснить различием типа ОБ. Нефти имеют один генезис, как было отмечено выше, поэтому этот фактор также не может проявляться в виде резкого «скачка» значений на графиках. «Скачок» значений на графиках не связан с биодegradацией, поскольку выше отмечалось, что нефти практически не биодegradированы и отношения  $TA(I)/TA(I+II)$  и  $MA(I)/MA(I+II)$  являются устойчивыми к биодegradации на ранних и средних этапах ее протекания (Peters et al., 2005). Существует также фактор вымывания водой, под его воздействием может уменьшаться  $TA(I)/TA(I+II)$  (Wardroper et al., 1984), но вымывание также сопровождается облегчением  $\delta^{13}C_{наc}$  (Kuo, 1994; Palmer, 1984). Резкое уменьшение  $TA(I)/TA(I+II)$  наблюдается в викуловской свите, но при этом отмечается «скачок» в сторону утяжеления изотопного состава  $\delta^{13}C_{наc}$ . Таким образом, вымывание водой также является маловероятным фактором, что подтверждается тем, что вымывание водой, как правило, сопровождает процесс биодegradации, последствия которой не выявлены в изучаемых пробах нефтей. Проведенный анализ позволяет выбрать в качестве наиболее вероятного фактора «скачка» на графиках ремиграцию из викуловской свиты вверх: из свиты мигрировали наиболее легкие и миграционно способные компоненты. Это согласуется с поведением молекулярных соединений проб нефтей викуловской свиты относительно нефтей юрских и доюрских отложений на последних трех графиках и проявляется в уменьшенном количестве более легких  $TA(I)$  и  $MA(I)$  относительно  $TA(II)$  и  $MA(II)$  и в утяжелении изотопного состава углерода насыщенной фракции УВ ( $\delta^{13}C_{наc}$ ).

Генетическое родство нефтей Каменной вершины, меньшая зрелость нефтей викуловской свиты по сравнению с нефтями юрских и доюрских отложений дают основание предполагать, что залежи нефти в викуловском коллекторе образовались во время, когда ОБ НГМТ было менее зрелым. Впоследствии одна часть УВ из викуловской свиты мигрировала, а другая осталась в системе, сохранив следы низкой зрелости источника флюидов.

#### *Корреляция нефть – НГМТ по зрелости ОБ*

Совместный анализ зрелости нефтей и битумоидов проводили по набору параметров:  $MPI-1$ ,  $\ln(2MP/1MDBT)$ ,  $\ln(3MP/TA(I))$ ,  $2MP/(2MP+1MP)$ ,  $\ln(Dh_{30}/H_{32})$  (рис. 6) – в связи с заниженными показателями  $Ts/(Ts+H_{30})$ ,  $dia_{27}S/(reg_{27}S+dia_{27}S)$ ,  $4MDBT/(1MDBT+4MDBT)$  относительно  $MPI-1$  в образцах тюменской свиты (рис. 7). Эти три индикатора используются далее в качестве генетических коэффициентов. Предпочтение отдано  $MPI-1$  относительно  $Ts/(Ts+H_{30})$ ,  $dia_{27}S/(reg_{27}S+dia_{27}S)$  и  $4MDBT/(1MDBT+4MDBT)$  в связи с лучшей корреляцией с  $T_{max}$  (рис. 6, 7).

При сопоставлении зрелости нефтей и битумоидов нужно учитывать, что зрелость нефтей включает в себя информацию о зрелости НГМТ на момент генерации УВ. Нефтегазоматеринские толщи могут обладать большей зрелостью по сравнению с уже сгенерированными ими нефтями.

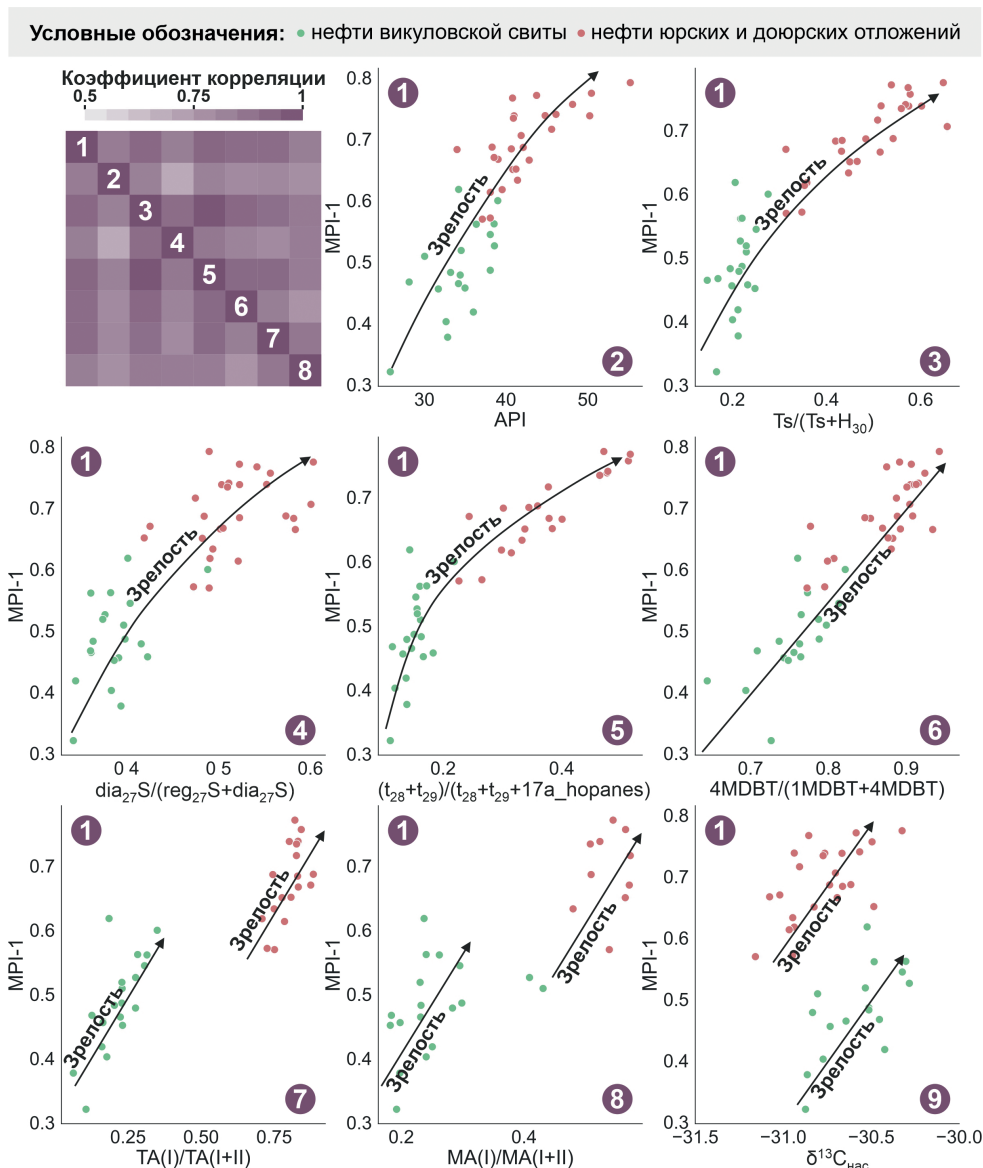


Рис. 5. Геохимические параметры зрелости указывают на большую зрелость нефтей юрских и доюрских отложений (все диаграммы) и на вторичное преобразование нефтей викуловской свиты вследствие миграции УВ из свиты в другие залежи или на дневную поверхность в прошлом (последние три диаграммы)

Геохимические параметры зрелости показывают, что нефти викуловской свиты образовались из НГМТ, находящейся на градации катагенеза МК<sub>2</sub>. Тюменская и тутлеймская НГМТ теоретически могут быть источниками нефтей викуловской свиты на ранних этапах генерации, когда зрелость ОВ этих НГМТ была ниже. Нефти юрских и доюрских отложений образовались из ОВ НГМТ, находящегося в период генерации на грациях катагенеза конец МК<sub>2</sub> – начало МК<sub>3</sub>. Такая зрелость фиксируется по пиролитическим и молекулярным показателям у наиболее зрелых пород тутлеймской НГМТ и наименее зрелых пород тюменской НГМТ.

#### Корреляция нефть – НГМТ по типу ОВ

Тип ОВ определялся по 13 геохимическим параметрам (рис. 8, 9). О надежности показателей свидетельствует наличие высокой корреляции по графикам (рис. 8) и матрице корреляций (рис. 9).

Геохимические параметры типа ОВ свидетельствуют об аквагенном происхождении источника нефтей

Каменной вершины. Органическое вещество пород тутлеймской свиты и части пород тюменской свиты имеет аквагенное происхождение. Другая часть нефтегазоматеринских пород тюменской свиты образована при участии высшей растительности, и продукты ее преобразования не соответствуют нефтям Каменной вершины. Таким образом, источником исследованных нефтей может быть аквагенное ОВ части тюменской или тутлеймской нефтегазоматеринских толщ.

По результатам оценки только типа и зрелости не удается определить главный источник залежей нефти Каменной вершины, поскольку оба потенциальных источника – обогащенные органическим веществом породы тутлеймской и тюменской свиты – обладают соответствующими нефтям характеристиками типа и зрелости органического вещества (рис. 10). Для определения источника УВ необходимо привлечение генетических признаков НГМТ, рассмотрению которых посвящен следующий подраздел.

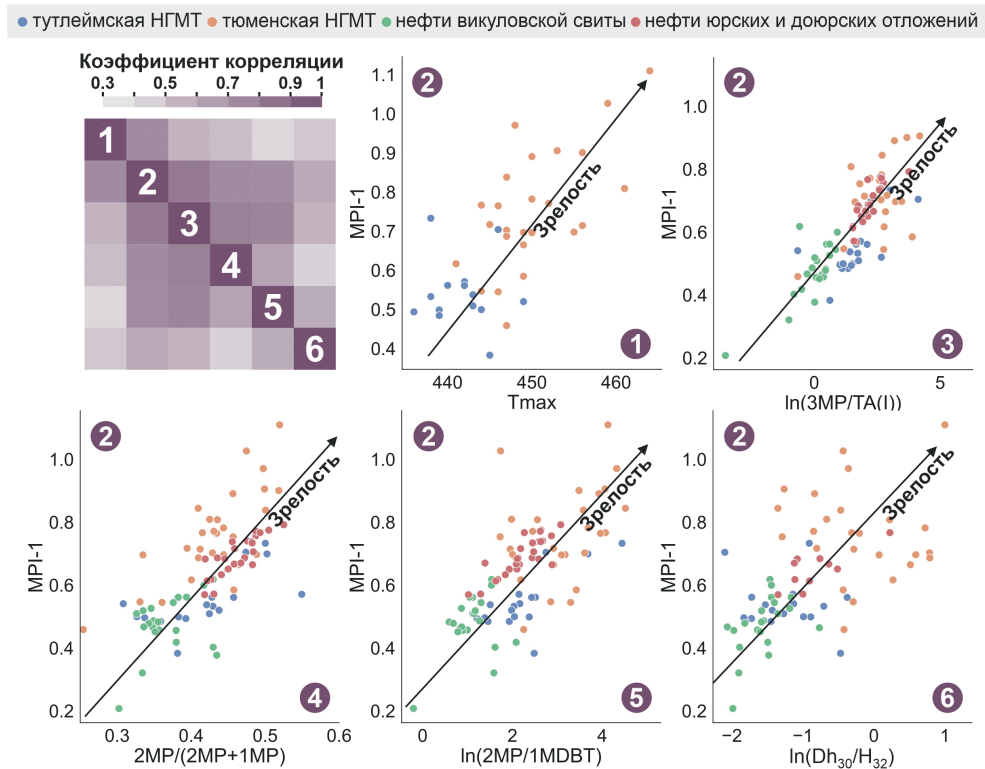


Рис. 6. Геохимические параметры зрелости показывают, что нефти викаловской свиты имеют меньшую зрелость, чем ОБ изучаемых НГМТ, а зрелость нефтей юрских и доюрских отложений сопоставима с наиболее зрелыми породами тутлеймской НГМТ и наименее зрелыми породами тюменской НГМТ

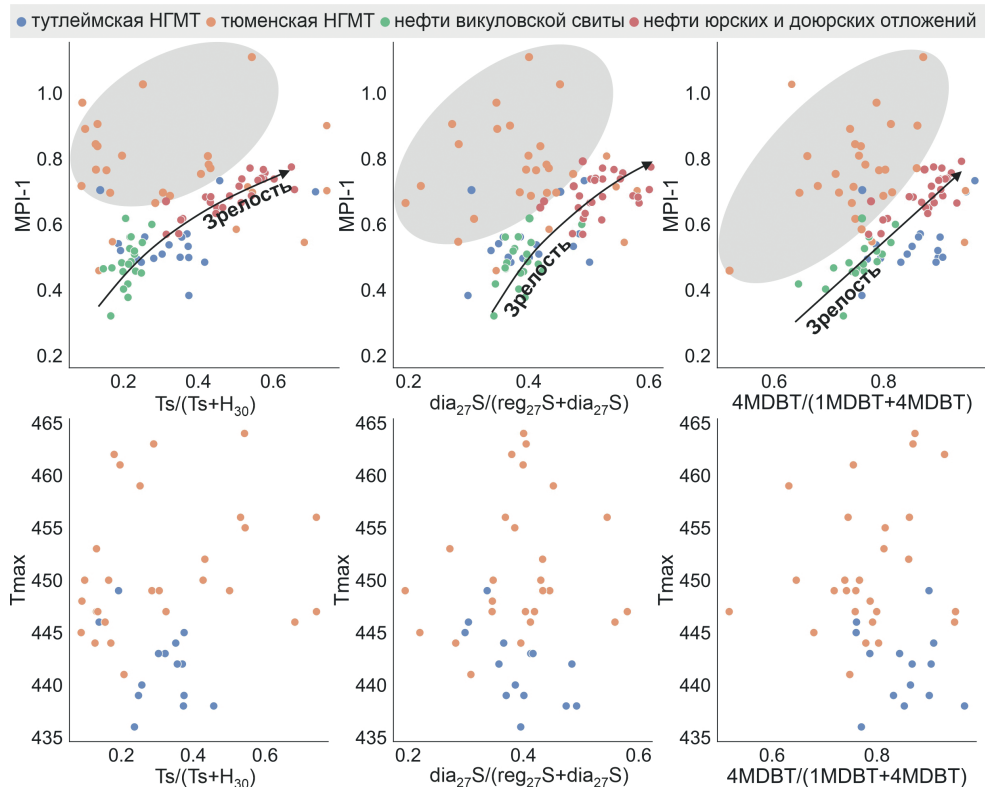


Рис. 7. Геохимические параметры зрелости, являющиеся генетическими признаками, по которым нефти Каменной вершины соотношены с тутлеймской НГМТ и не имеют связи с тюменской НГМТ. Тренды изменения зрелости нефтей и экстрактов тутлеймской НГМТ совпадают, а образцы из тюменской свиты находятся в стороне, имея заниженные значения  $Ts/(Ts+H_{30})$ ,  $dia_{27}S/(reg_{27}S+dia_{27}S)$ ,  $4MDBT/(1MDBT+4MDBT)$ . Причинами занижения показателей для тюменской свиты является влияние на них других факторов, кроме зрелости. Например,  $dia/(reg+dia)$  может быть выше в глинистых породах, сложенных иллитом, монтмориллонитом, и ниже в глинистых породах с иным составом или меньшим содержанием глинистых компонентов (Peters et al., 2005)



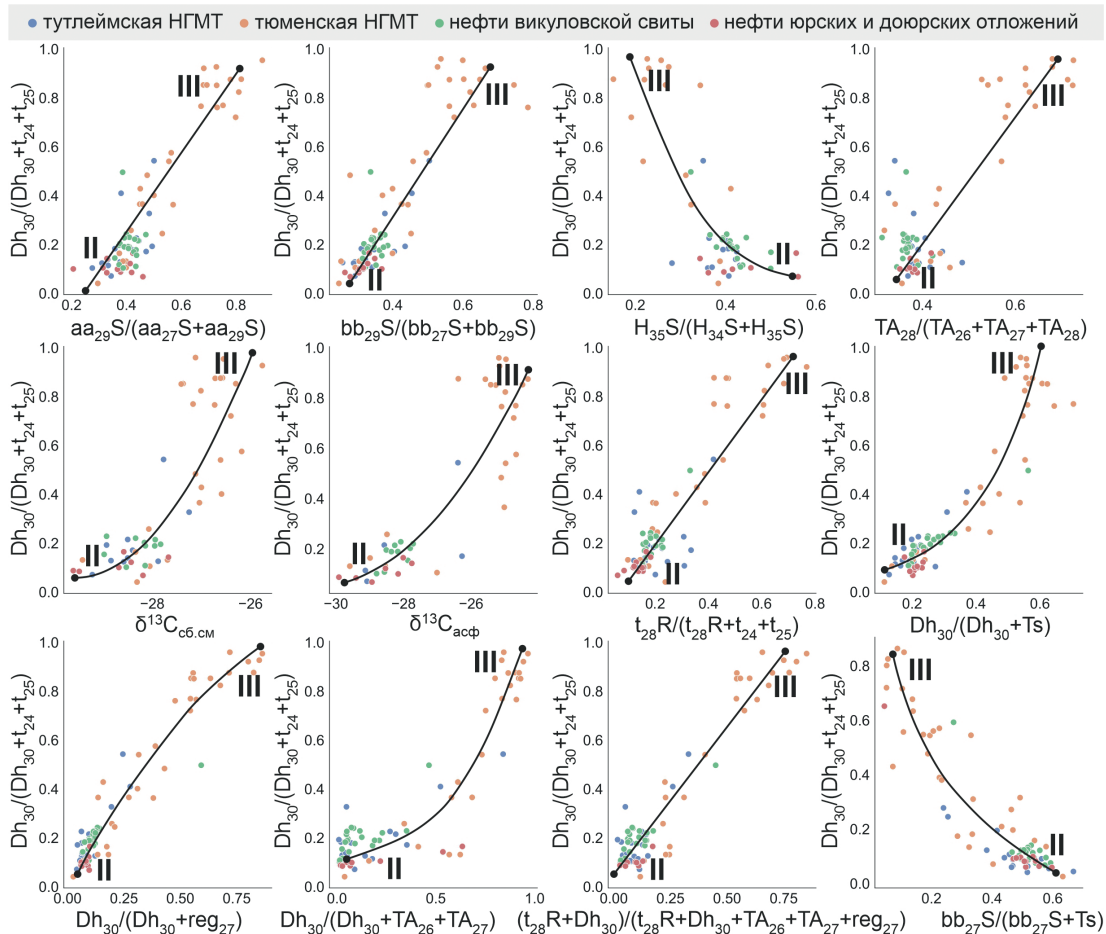


Рис. 8. Корреляция геохимических параметров, отвечающих за тип ОВ. Римской цифрой указан тип ОВ. Все нефти Каменной вершины, тутлеймская НГМТ и часть битумоидов тюменской НГМТ аквагенного генезиса (II тип ОВ)

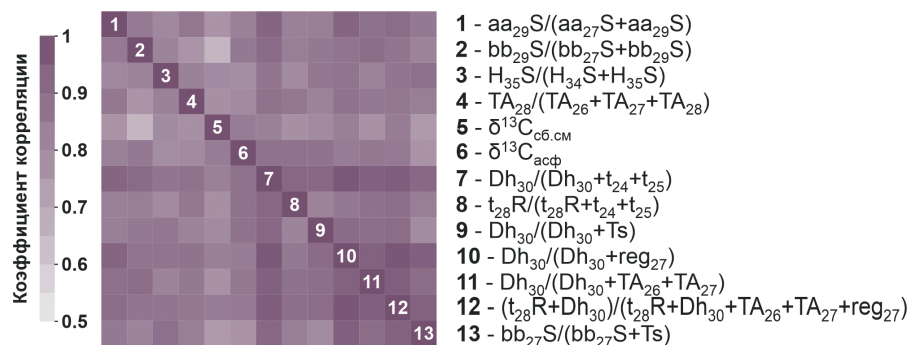


Рис. 9. Матрица корреляций показателей типа ОВ к рис. 8

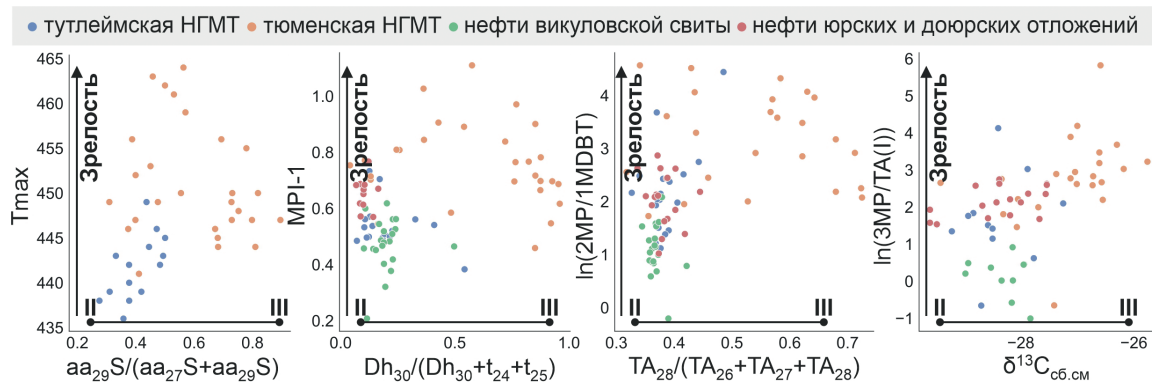


Рис. 10. Совместные графики типа (ось x) и зрелости ОВ (ось y). Аквагенные битумоиды (II тип ОВ) тюменской свиты имеют схожую или более высокую зрелость по сравнению с нефтями, аквагенные битумоиды тутлеймской свиты сопоставимы по зрелости с нефтями

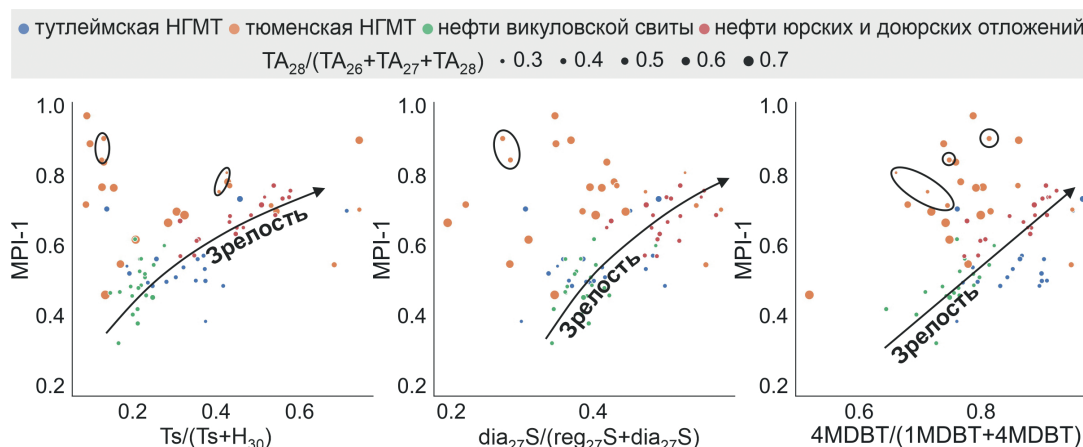


Рис. 11. Аквагенные битумоиды тюменской НГМТ обладают заниженными  $4MDBT/(4MDBT+1MDBT)$ ,  $Ts/(Ts+H_{30})$ ,  $dia_{27}S/(reg_{27}S+dia_{27}S)$  (черные овалы) в отличие от битумоидов тутлеймской НГМТ и нефтей аквагенного происхождения

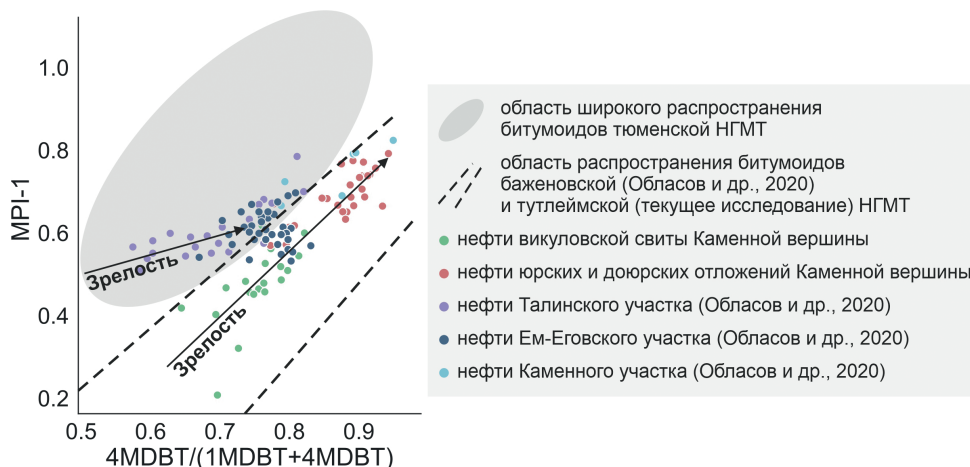


Рис. 12. Два тренда зрелости нефтей, соответствующие двум разным источникам УВ. Первый для нефтей Каменной вершины (источник УВ – тутлеймская НГМТ) и второй для нефтей Талинской площади (предварительный источник УВ – тюменская НГМТ). Нефти Ем-Еговской площади имеют смешанный вклад тюменской и тутлеймской НГМТ, поскольку пробы нефти занимают промежуточное положение между двумя трендами, а также между областями встречаемости двух НГМТ

#### Корреляция нефть – НГМТ по генетическим признакам

Некоторые битумоиды тюменской НГМТ аквагенного происхождения имеют заниженные значения  $4MDBT/(4MDBT+1MDBT)$ ,  $Ts/(Ts+H_{30})$ ,  $dia_{27}S/(reg_{27}S+dia_{27}S)$  относительно MPI-1 (рис. 11). Подобное занижение отмечено также для нефтей Талинской площади и части нефтей Ем-Еговской площади согласно графику  $4MDBT/1MDBT$  – MPI-1 (Обласов и др., 2020). В нашей работе на подобном графике (рис. 12) также отмечены пробы нефтей Каменной вершины и показаны области распространения экстрактов пород тюменской и тутлеймской свит. Из рисунка видно наличие двух разных трендов (линий), вдоль которых расположены данные по нефтям: нижний тренд соответствует нефтям Каменной вершины, а верхний – нефтям Талинской площади. Нефти Ем-Еговской площади расположены на пересечении двух трендов.

Нефти Каменной вершины располагаются в области, где встречаются экстракты пород тутлеймской свиты (настоящее исследование) и баженовской свиты (Обласов и др., 2020), т.е. источником нефтей Каменной вершины является тутлеймская НГМТ. Нефти Талинской площади не выходят за пределы области, где встречаются битумоиды тюменской свиты (рис. 7). Таким образом, источником нефтей Талинской площади является тюменская

свита. Нефти Ем-Еговской площади имеют смешанный источник, поскольку образцы встречаются в области как тутлеймской, так и тюменской НГМТ (рис. 12).

#### Обсуждение

На Краснотенском своде, кроме тюменской и тутлеймской НГМТ, в качестве потенциально нефтегазоматеринских могут выступать шеркалинская (J<sub>1</sub>) и абалакская (J<sub>3</sub>) НГМТ (по данным (Конторович и др., 1995; Obasov et al., 2021)). В шеркалинской НГМТ преобладает террагенное ОВ, но присутствуют образцы с аквагенным ОВ (Конторович и др., 1995). Образцы абалакской НГМТ имеют аквагенный генезис (Obasov et al., 2021).

Таким образом, НГМТ абалакской и шеркалинской свит потенциально могли быть источниками УВ наряду с НГМТ тюменской и тутлеймской свит, поэтому для наиболее полного анализа необходимо соответствующее лабораторное исследование битумоидов НГМТ и этих свит.

Индикаторы возраста НГМТ позволяют отличить палеозойские НГМТ от мезозойских. Так, надежными параметрами возраста НГМТ являются алкилбензолный индекс (ABI) и  $St_{28}/St_{29}$  (Obasov et al., 2009). Нефти, образовавшиеся из палеозойских НГМТ, и битумоиды

палеозойских НГМТ обладают значениями АВИ более 1.1 (Obasov et al., 2009; Обласов, 2010) или более 1.4 (Фадеева, 2013). В 200 образцах нефтей Каменной, Талинской и Ем-Еговской площадей (Obasov et al., 2020) АВИ низкий, что исключает вклад палеозойских НГМТ в нефтегазоносность Красноленинского свода. Палеозойские НГМТ на Красноленинском своде также обладают более высокой зрелостью (середина МК<sub>3</sub> – АК) (Конторович и др., 1995) по сравнению со зрелостью нефтей (МК<sub>1</sub> – начало МК<sub>3</sub>) согласно настоящему исследованию и известным данным (Конторович и др., 1995).

Вывод новых молекулярных отношений позволяет более эффективно использовать имеющуюся на данный момент геохимическую информацию, тем самым увеличить обоснованность выводов. Использование только одного показателя типа ОВ имеет высокую погрешность, связанную как с лабораторным измерением площадей пиков соединений, так и с влиянием других факторов (зрелости ОВ, возраста и литологии НГМТ, степени биодеградации). С увеличением числа используемых показателей типа ОВ общая погрешность оценки типа ОВ уменьшается, так как погрешности каждого показателя компенсируются их количеством. Чем больше используется показателей типа ОВ и чем сильнее между ними корреляция, тем более обоснованы сделанные в ходе интерпретации выводы.

Новые молекулярные отношения особо важны для образцов, в которых удалось идентифицировать лишь малое количество молекулярных соединений. Такие образцы пришлось бы исключать из интерпретации либо искать такие молекулярные отношения, в которые входили бы только установленные молекулярные соединения. Чем больше будет молекулярных отношений, тем больше геологической информации можно будет извлечь.

Точность геохимического анализа непосредственно влияет на оценку перспективности недр. Существенный вклад тюменской НГМТ в нефтегазоносность юрского разреза Талинской террасы позволяет рассматривать смежные территории с большой мощностью юрского разреза в качестве перспективных объектов доразведки. То же касается и районов, где основным источником для юрского разреза является тутлеймская свита с нисходящей латеральной миграцией. В таких районах геологоразведочные работы необходимо проводить последовательно от менее к более погруженным пластам с постепенным удалением от места источника УВ (в нашем примере от Каменной вершины Красноленинского свода) до обнаружения территориальных пределов миграции. Знание расстояния нисходящей латеральной миграции позволяет повысить эффективность геологоразведочных работ.

## Заключение

Рассмотрим сначала общие выводы, касающиеся цели работы. Аквагенный генезис нефтей Красноленинского свода был установлен ранее (Конторович и др., 1995; Гончаров и др., 2016б). В настоящей работе этот факт подтверждается материалами по Каменной вершине.

Нефти Каменной вершины из разных стратиграфических интервалов – меловых, юрских и доюрских – являются генетически связанными, то есть происходят из одной НГМТ.

Определена более высокая зрелость нефтей юрских и доюрских отложений по сравнению с нефтями меловых отложений (викуловской свиты).

Выявлено террагенное ОВ для большей части битумоидов тюменской свиты и аквагенное для меньшей части.

Знание только типа и зрелости ОВ не позволяет определить источник УВ изучаемых нефтей: битумоиды аквагенного происхождения с близкой или большей по сравнению с нефтями зрелостью присутствуют как в тюменской, так и в тутлеймской НГМТ. Для проведения корреляции нефть-НГМТ определены генетические параметры, на графиках которых существует две области, соответствующие двум разным источникам УВ. В одной области на графике расположены нефти Каменной вершины, их источником является тутлеймская НГМТ, во второй – нефти Талинской площади, источник их УВ – тюменская НГМТ. Нефти Ем-Еговской площади расположены между двумя областями, поэтому предполагается смешанный вклад тюменской и тутлеймской НГМТ. Выводы могут быть скорректированы после рассмотрения битумоидов шеркалинской и абалакской НГМТ.

Перейдем к более детальным выводам.

Обнаружены наиболее информативные показатели зрелости нефтей Каменной вершины – MPI-1, API, Ts/(Ts+H<sub>30</sub>), dia<sub>27</sub>S/(reg<sub>27</sub>S+dia<sub>27</sub>S), (t<sub>28</sub>+t<sub>29</sub>)/(t<sub>28</sub>+t<sub>29</sub>+17a<sub>hopanes</sub>), 4MDBT/(1MDBT+4MDBT), TA(I)/TA(I+II), MA(I)/MA(I+II).

Определены признаки миграции УВ из викуловской свиты Каменной вершины в вышележащие отложения: заниженное содержание более легких короткоцепочечных TA(I) и MA(I) относительно длинноцепочечных TA(II) и MA(II) по показателям TA(I)/TA(I+II) и MA(I)/MA(I+II) и утяжеленный изотопный состав углерода насыщенной фракции УВ δ<sup>13</sup>C<sub>нас</sub> по сравнению с нефтями юрских и доюрских пород.

Установлены эффективные индикаторы зрелости, используемые совместно для нефтей и битумоидов Каменной вершины, – это MPI-1, 2MP/(2MP+1MP), а также молекулярные отношения ln(2MP/1MDBT), ln(3MP/TA(I)), ln(Dh<sub>30</sub>/H<sub>32</sub>), выделенные впервые на основе их корреляции с T<sub>max</sub> и MPI-1. В основе этих показателей лежит меньшая термодинамическая стабильность молекулярных соединений, входящих в знаменатель, относительно соединений в числителе. Предлагаемые новые параметры позволяют с большей достоверностью оценивать катагенетическую преобразованность нефтей и битумоидов.

Обнаружены наиболее приемлемые геохимические параметры типа ОВ для ОВ и нефтей Каменной вершины – H<sub>35</sub>S/(H<sub>34</sub>S+H<sub>35</sub>S), aa<sub>29</sub>S/(aa<sub>27</sub>S+aa<sub>29</sub>S), bb<sub>29</sub>S/(bb<sub>27</sub>S+bb<sub>29</sub>S), TA<sub>28</sub>/(TA<sub>26</sub>+TA<sub>27</sub>+TA<sub>28</sub>), δ<sup>13</sup>C<sub>ацф</sub>, δ<sup>13</sup>C<sub>сб.см</sub>, а также предлагаемые нами новые молекулярные отношения Dh<sub>30</sub>/(Dh<sub>30</sub>+Ts), t<sub>28</sub>R/(t<sub>28</sub>R+t<sub>24</sub>+t<sub>25</sub>), Dh<sub>30</sub>/(Dh<sub>30</sub>+reg<sub>27</sub>), Dh<sub>30</sub>/(Dh<sub>30</sub>+t<sub>24</sub>+t<sub>25</sub>), Dh<sub>30</sub>/(Dh<sub>30</sub>+TA<sub>26</sub>+TA<sub>27</sub>), (t<sub>28</sub>R+Dh<sub>30</sub>)/(t<sub>28</sub>R+Dh<sub>30</sub>+TA<sub>26</sub>+TA<sub>27</sub>+reg<sub>27</sub>), bb<sub>27</sub>S/(bb<sub>27</sub>S+Ts).

Наблюдается отчетливое различие экстрактов пород тюменской и тутлеймской свит на графиках, где по оси x представлены параметры 4MDBT/(1MDBT+4MDBT), Ts/(Ts+H<sub>30</sub>) и dia<sub>27</sub>S/(reg<sub>27</sub>S+dia<sub>27</sub>S), а по оси y – MPI-1. Первый график 4MDBT/(1MDBT+4MDBT) – MPI-1 ранее предложен в качестве генетического параметра Н. Обласовым (Обласов и др., 2020), а остальные два



рассматриваются впервые. Причина столь существенного отличия тюменской и тутлеймской свит по этим параметрам на Красноленинском своде до конца не ясна и является предметом будущих исследований.

Для подтверждения значимости предложенных впервые показателей типа и зрелости ОБ необходимо протестировать их применение на других геологических объектах: соседних участках, других месторождениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и других нефтегазоносных бассейнах мира. Чувствительность к катагенезу предлагаемых показателей зрелости нужно подтвердить также и другими исследованиями, например с помощью метода молекулярной механики или гидропириролиза, который активно проводится на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ имени М.В. Ломоносова.

## Литература

- Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа» (2004). Ред. Э.А. Ахпателов, В.А. Волков, В.Н. Гончарова, В.Г. Елисеев, В.И. Карасев, А.Г. Мухер, Г.П. Мясникова, Е.А. Тепляков, Ф.З. Хафизов, А.В. Шпильман, В.М. Южакова. Екатеринбург: ИздатНаукаСервис, 148 с.
- Вторушина Э.А., Булатов Т.Д., Козлова Е.В., Кульков М.Г. (2022). Пиролитические критерии оценки степени термической зрелости органического вещества баженовской свиты. *Геология нефти и газа*, (4), с. 53–63. <http://dx.doi.org/10.31087/0016-7894-2022-4-53-63>
- Галимов Э.М. (1973). Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. М.: Недра, 384 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. (2016а). Типы и катагенез органического вещества баженовской свиты и ее возрастных аналогов. *Нефтяное хозяйство*, (10), с. 20–25.
- Гончаров И.В., Фадеева С.В., Самойленко В.В., Обласов Н.В., Веклич М.А. (2016б). Роль различных видов миграции углеводородов в формировании залежей нефти и газа в Западной Сибири (на основе геохимических данных). *Нефтяное хозяйство*, (4), с. 12–17.
- Забродина М.А., Арефьев О.А., Макушина В.И., Петров А.А. (1978). Химические типы и превращения нефтей в природе. *Нефтехимия*, 18(2), с. 280–289.
- Кашапов Р.С., Гончаров И.В., Самойленко В.В., Обласов Н.В., Трушков П.В. (2015). К вопросу о погрешностях метода Rock-Eval. *Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований*, 10(5), с. 866–873.
- Конторович А.Э., Андрусевич В.Е., Афанасьев С.А., Вакуленко С.А., Данилова В.П., Злобина О.Н., Ильина В.И., Левчук М.А., Казанский Ю.П., Казарбин В.В., Карогодин Ю.Н., Москвин В.И., Меленевский В.Н., Солотчина Э.П., Фомин А.Н., Шурыгин Б.Н. (1995) Геология и условия формирования гигантской Талинской зоны газонефтегазонакопления в континентальных отложениях нижней юры (Западная Сибирь). *Геология и геофизика*, 36(6), с. 5–28.
- Конторович А.Э., Стасова О.Ф. (1978). Типы нефтей в осадочной оболочке Земли. *Геология и геофизика*, 19(8), с. 3–13.
- 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 Г., Меленевский В.Н., Тимошина И.Д., Фрадкин Г.С., Хоменко А.В. (1999). Разновозрастные очаги нефтидообразования и нефтидоаккумуляции на Северо-Азиатском кратоне. *Геология и геофизика*, 40(11), с. 1676–1693.
- Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Вакуленко Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. (2013). Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде. *Геология и геофизика*, 54(8), с. 972–1012.
- Конторович А.Э., Костырева Е.А. (2015). Органическая геохимия битумоидов баженовской свиты центральных районов Западной Сибири. *Черные сланцы: геология, литология, геохимия, значение для нефтегазового комплекса, перспективы использования как альтернативного углеводородного сырья: Материалы Всерос. науч.-практ. конф.* Якутск: Ахсаан, с. 150–154.
- Конторович А.Э., Костырева Е.А., Родякин С.В., Сотнич И.С., Ян П.А. (2018). Геохимия битумоидов баженовской свиты. *Геология нефти и газа*, 2018(2), с. 79–88.
- Конторович А.Э., Богородская Л.И., Борисова Л.С., Бурштейн Л.М., Исмагилов З.Р., Ефимова О.С., Костырева Е.А., Лемин Н.М., Рыжкова С.В., Созонов С.А., Фомин А.Н., Лившиц В.Р. (2019). Геохимия и катагенетические превращения керогена баженовского горизонта. *Геохимия*, 64(6), с. 585–593. <http://dx.doi.org/10.31857/S0016-7525646585-593>
- Обласов Н.В. (2010). Геохимия углистого органического вещества и его роль в формировании месторождений нефти и газа на территории Томской области: Автореф. дис. канд. геол.-минер. наук. Томск: ТПУ, 21 с.
- Обласов Н.В., Гончаров И.В., Веклич М.А., Фадеева С.В. (2020). Генетическая типизация флюидов из залежей юрского и доюрского нефтегазоносных комплексов Красноленинского месторождения. *Труды XXIV Межд. симпозиума им. акад. М.А. Усова, посвящ. 75-летию Победы в Великой Отечественной войне: Проблемы геологии и освоения недр.* Томск: ТПУ, с. 102–103.
- Обласов Н.В., Гончаров И.В., Эфтор И.В. (2021). Использование относительного распределения соединений нафталинов в качестве показателя термической зрелости органического вещества на примере экстрактов пород баженовской свиты и нефтей Красноленинского свода. *Труды XXV Междунар. симпозиума им. акад. М.А. Усова, посвящ. 120-летию горно-геологического образования в Сибири, 125-летию со дня основания Томского политехнического университета: Проблемы геологии и освоения недр.* Томск: ТПУ, с. 161–163.
- Обласов Н.В., Гончаров И.В., Эфтор И.В. (2022). Геохимия нефтей и газов Красноленинского месторождения и поиск их источников (Западная Сибирь, Россия). *Материалы 2-й Всерос. науч. конф., посвящ. 120-летию со дня рожд. чл.-корр. АН СССР Н.Б. Вассоевича и 95-летию со дня рожд. засл. геолога РСФСР, проф. С.Г. Неручева: Успехи органической геохимии.* Новосибирск: ИПЦ НГУ, с. 178–181. <http://dx.doi.org/10.25205/978-5-4437-1312-0-178-181>
- Осипов К.О., Абля Э.А., Сауткин Р.С., Большакова М.А., Суслова А.А., Антонов А.П. (2022). Выявление особенностей органического вещества нефтей и нефтегазоматеринских толщ путём сопоставления результатов геохимического анализа со статистическим анализом, основанным на методах машинного обучения (на примере одного из месторождений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна). *Георесурсы*, 24(2), с. 217–229. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.20>
- Самойленко В.В. (2011). Геохимия органического вещества баженовской свиты юго-востока Западной Сибири и генетически связанных с ним флюидов. Автореф. дис. канд. геол.-минер. наук. Томск: ТПУ, 22 с.
- Ступакова А.В. (2011). Структура и нефтегазоносность Баренцево-Карского шельфа и прилегающих территорий. *Геология нефти и газа*, (6), с. 99–115.
- Тихонова М.С., Иванова Д.А., Калмыков А.Г., Борисов Р.С., Калмыков Г.А. (2019). Методика ступенчатой экстракции пород высокоуглеродистых формаций для изучения компонентного распределения битумоидов и изменчивости их основных геохимических параметров. *Георесурсы*, 21(2), с. 172–182. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.172-182>
- Тихонова М.С., Калмыков А.Г., Иванова Д.А., Видищева О.Н., Хомячкова И.О., Большакова М.А., Рязанова Т.А., Сауткин Р.С., Калмыков Г.А. (2021). Изменчивость состава углеводородных соединений в юрских нефтегазоматеринских толщах Каменной вершины Красноленинского свода (Западная Сибирь). *Георесурсы*, 23(2), с. 158–169. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.16>
- Alexander R., Strachan M.G., Kagi R.I., van Gronswijk W. (1986). Heating rate effects on aromatic maturity indicators. *Organic Geochemistry*, 10(4–6), pp. 997–1003. [http://dx.doi.org/10.1016/S0146-6380\(86\)80038-9](http://dx.doi.org/10.1016/S0146-6380(86)80038-9)
- Barton D.C. (1934). Natural History of the Gulf Coast Crude Oil. *Problems of Petroleum Geology.* Wrather W.E., Lahee F.H., pp. 109–155. <http://dx.doi.org/10.1306/SV6334C10>
- Behar F., Beaumont V., De B. Pentead H.L. (2001). Rock-Eval 6: Technology: Performances and Developments. *Oil & Gas Science and Technology – Revue de l'IFP*, 56(2), pp. 111–134. <http://dx.doi.org/10.2516/ogst:2001013>
- Bourbonniere R.A., Meyers P.A. (1996). Sedimentary geolipid records of historical changes in the watersheds and productivities of Lakes Ontario and Erie. *Limnology and Oceanography*, 41(2), pp. 352–359. <https://doi.org/10.4319/lo.1996.41.2.0352>
- Bray E.E., Evans E.D. (1961). Distribution of n-paraffins as a clue to recognition of source beds. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 22(1), pp. 2–15. [http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037\(61\)90069-2](http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037(61)90069-2)

- Brooks J., Gould K., Smith J. (1969). Isoprenoid Hydrocarbons in Coal and Petroleum. *Nature*, 222, pp. 257–259. <http://dx.doi.org/10.1038/222257a0>
- Cassani F., Gallango O., Talukdar S., Vallejos C., Ehrmann U. (1988). Methylphenanthrene maturity index of marine source rock extracts and crude oils from the Maracaibo Basin. *Organic Geochemistry*, 13(1–3), pp. 73–80. [http://dx.doi.org/10.1016/0146-6380\(88\)90027-7](http://dx.doi.org/10.1016/0146-6380(88)90027-7)
- Connan J., Cassou A.M. (1980). Properties of gases and petroleum lipids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 44(1), pp. 1–23. [http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037\(80\)90173-8](http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037(80)90173-8)
- Cornford C., Needham C.E.J., de Walque L. (1986). Geochemical habitat of North Sea oils. *Habitat of Hydrocarbons on the Norwegian Continental Shelf*, Graham & Trotman, pp. 39–54.
- Durand B. (1980). Kerogen: Insoluble Organic Matter from Sedimentary Rocks. Paris: Editions Technip, 519 p.
- Ensminger A., Albrecht P., Ourisson G., Tissot B. (1977). Evolution of polycyclic alkanes under the effect of burial (Early Toarcian shales, Paris Basin). *Advances in Organic Geochemistry, 1975: actas del 7. Madrid: ENADIMSA*, pp. 45–52.
- Goncharov I.V., Samoilenko V.V., Oblasov N.V., Nosova S.V. (2005). MDBT ratio as an instrument for estimation of transformation ratio organic matter of Bazhenov formation of Western Siberia (Russia). *The 22th Int. Meeting on Organic Geochemistry: Book of Abstracts*, pp. 88–89.
- Goncharov I.V., Samoilenko V.V., Oblasov N.V. (2014). Prospects of Shale Oil Bazhenov Formation in the South-East of Western Siberia. *SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition (14ROGC)*, Moscow, pp. 1–11. <http://dx.doi.org/10.2118/171170-MS>
- Goncharov I.V., Samoilenko V.V., Veklich M.A., Zherdeva A.V., Shadrina E.S. (2019). Carbon Isotopic Composition of Extracts from the Rocks of the Bazhenov Formation of Various Catagenesis. *The 29th Int. Meeting on Organic Geochemistry*, pp. 1–2. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201902916>
- Goncharov I.V., Samoilenko V.V., van Graas G.W., Trushkov P.V., Oblasov N.V., Fadeeva S.V., Veklich M.A., Kashapov R.S., Sidorov D.A. (2021). Petroleum generation and migration in the southern Tyumen region, Western Siberia Basin, Russia. *Organic Geochemistry*, 152, 104178. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2020.104178>
- Huang W.-Y., Meinschein W.G. (1979). Sterols as ecological indicators. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 43(5), pp. 739–745. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(79\)90257-6](https://doi.org/10.1016/0016-7037(79)90257-6)
- Hughes W.B., Holba A.G., Miller D.E., Richardson J.S. (1985). Geochemistry of greater Ekofisk crude oils. *Petroleum Geochemistry in Exploration of the Norwegian Shelf*, pp. 75–92. [http://dx.doi.org/10.1007/978-94-009-1199-1\\_5](http://dx.doi.org/10.1007/978-94-009-1199-1_5)
- Kolaczowska E., Slougui N.-E., Watt D.S., Marcula R.E. and Moldowan J.M. (1990). Thermodynamic stability of various alkylated, dealkylated and rearranged 17a- and 17b-hopane isomers using molecular mechanics calculations. *Organic Geochemistry*, 16(4–6), pp. 1033–1038. [http://dx.doi.org/10.1016/0146-6380\(90\)90140-U](http://dx.doi.org/10.1016/0146-6380(90)90140-U)
- Kuo L.-C. (1994). An experimental study of crude oil alteration in reservoir rocks by water washing. *Organic Geochemistry*, 21(5), pp. 465–479. [http://dx.doi.org/10.1016/0146-6380\(94\)90098-1](http://dx.doi.org/10.1016/0146-6380(94)90098-1)
- Mackenzie A.S., Patience R.L., Maxwell J.R. (1980). Molecular parameters of maturation in the Toarcian shales, Paris Basin, France–I. Changes in the configurations of acyclic isoprenoid alkanes, steranes and triterpanes. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 44(11), pp. 1709–1721. [http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037\(80\)90222-7](http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037(80)90222-7)
- Mackenzie A.S., Hoffman C.F., Maxwell J.R. (1981). Molecular parameters of maturation in the Toarcian shales, Paris Basin, France–III. Changes in aromatic steroid hydrocarbons. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 45(8), pp. 1345–1355. [http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037\(81\)90227-1](http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037(81)90227-1)
- Mackenzie A.S. (1984). Applications of Biological Markers in Petroleum Geochemistry. Brooks J., Welte D. (Eds.). *Advances in Petroleum Geochemistry*, Vol. 1, Acad. Press, pp. 115–214. <http://dx.doi.org/10.1016/B978-0-12-032001-1.50008-0>
- Moldowan J.M., Seifert W.K., Gallegos E.J. (1985). Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks. *AAPG Bulletin*, 69(8), pp. 1255–1268. <http://dx.doi.org/10.1306/AD462BC8-16F7-11D7-8645000102C1865D>
- Moldowan J.M., Sundararaman P., Schoell M. (1986). Sensitivity of biomarker properties to depositional environment and/or source input in the Lower Toarcian of SW-Germany. *Organic Geochemistry*, 10(4–6), pp. 915–926. [http://dx.doi.org/10.1016/S0146-6380\(86\)80029-8](http://dx.doi.org/10.1016/S0146-6380(86)80029-8)
- Moldowan J.M., Lee C.Y., Sundararaman P., Salvatori T., Alajbeg A., Gjukic B., Demaison G.J. (1989). Source correlation and maturity assessment of select oils and rocks from the Central Adriatic Basin (Italy and Yugoslavia). *Preprints American Chemical Society, Division of Petroleum Chemistry*, 34(1), pp. 112–121.
- Oblasov N.V., Goncharov I.V., Samoilenko V.V., Nosova S.V. (2007). Benzonaphthofuran ratio as a new thermal maturity parameter for coals and correlation tool. *The 23rd Int. Meeting on Organic Geochemistry: Book of Abstracts*, pp. 569–570.
- Oblasov N.V., Goncharov I.V., Ostroukhov S.B., Samoilenko V.V., Fadeeva S.V. (2009). Alkylbenzenes composition as a possible age-related indicator. *The 24th Int. Meeting on Organic Geochemistry: Book of Abstracts*, pp. 425.
- Oblasov N.V., Goncharov I.V., Eftor I.V., Veklich M.A., Chudinova M.A., Zherdeva A.V., Fadeeva S.V., Samoilenko V.V. (2021). Oils and gases of the Krasnoleninsky field and the searching for their source rocks (Western Siberia, Russia). *The 30th Int. Meeting on Organic Geochemistry*, pp. 1–2. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202134120>
- Palmer S.E. (1984). Effect of Water Washing on C15+ Hydrocarbon Fraction of Crude Oils from Northwest Palawan, Philippines. *AAPG Bulletin*, 68(2), pp. 137–149. <http://dx.doi.org/10.1306/AD4609EA-16F7-11D7-8645000102C1865D>
- Peters K.E., Moldowan J.M., Sunararaman P. (1990). Effects of hydrous pyrolysis on biomarker thermal maturity parameters: Monterey Phosphatic and Siliceous members. *Organic Geochemistry*, 15(3), pp. 249–265
- Peters K.E., Moldowan J.M. (1991). Effects of source, thermal maturity, and biodegradation on the distribution and isomerization of homohopanes in petroleum. *Organic Geochemistry*, 17(1), pp. 47–61
- Peters K.E., Moldowan J.M. (1993). *The Biomarker Guide-Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments*. New Jersey: Prentice Hall, 363 p.
- Peters K.E., Kontorovich A.E., Huizinga B.J., Moldovan J.M., Lee C.Y. (1994). Multiple oil families in the West Siberian Basin. *AAPG Bulletin*, 78(6), pp. 893–909. <http://dx.doi.org/10.1306/A25FE3DD-171B-11D7-8645000102C1865D>
- Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. (2005). *The Biomarker Guide. Vol. 2: Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History*. New York: Cambridge Univ. Press, 704 p.
- Philippi G.T. (1965). On the depth, time and mechanism of petroleum generation. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 29(9), pp. 1021–1049. [http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037\(65\)90101-8](http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037(65)90101-8)
- Radke M., Welte D.H., Willsch H. (1982). Geochemical study on a well in the Western Canada Basin: Relation of the aromatic distribution pattern to maturity of organic matter. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 46(1), pp. 1–10. [http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037\(82\)90285-X](http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037(82)90285-X)
- Radke M., Welte D.H., Willsch H. (1986). Maturity parameters based on aromatic hydrocarbons: Influence of the organic matter type. *Organic Geochemistry*, 10(1–3), pp. 51–63. [http://dx.doi.org/10.1016/0146-6380\(86\)90008-2](http://dx.doi.org/10.1016/0146-6380(86)90008-2)
- Samoilenko V.V., Goncharov I.V., Trushkov P.V., Oblasov N.V., Veklich M.A., Fadeeva S.V., Kashapov R.S., Litvinova A.E. (2021). Petroleum Generation and Migration in the South of Western Siberia, Russia. *The 30th International Meeting on Organic Geochemistry (IMOG 2021)*, pp. 1–2. <http://dx.doi.org/10.3997/2214-4609.202134157>
- Scalan R.S., Smith J.E. (1970). An improved measure of the odd-even predominance in the normal alkanes of sediment extracts and petroleum. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 34(5), pp. 611–620. [http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037\(70\)90019-0](http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037(70)90019-0)
- Seifert W.K., Moldowan J.M. (1978). Application of steranes, terpanes and monoaromatics to maturation, migration and source of crude oils. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 42(1), pp. 77–95. [http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037\(78\)90219-3](http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037(78)90219-3)
- Seifert W.K. (1978). Steranes and terpanes in kerogen pyrolysis for correlation of oils and source rocks. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 42(5), pp. 473–484. [http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037\(78\)90197-7](http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037(78)90197-7)
- Seifert W.K., Moldowan J.M., Demaison G.J. (1984). Source correlation of biodegraded oils. *Organic Geochemistry*, 6, pp. 633–643. [http://dx.doi.org/10.1016/0146-6380\(84\)90085-8](http://dx.doi.org/10.1016/0146-6380(84)90085-8)
- Volkman J.K., Alexander R., Kagi R.I., Noble R.A. (1983). A geochemical reconstruction of oil generation in the Barrow Sub-basin of Western Australia. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 47(12), pp. 2091–2105. [http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037\(83\)90034-0](http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037(83)90034-0)
- Wardroper A.M., Hoffmann C.F., Maxwell J.R., Barwise A.J.G., Goodwin N.S., Park P.J.D. (1984). Crude oil biodegradation under simulated and natural conditions–II. Aromatic steroid hydrocarbons. *Organic Geochemistry*, 6, pp. 605–617. [http://dx.doi.org/10.1016/0146-6380\(84\)90083-4](http://dx.doi.org/10.1016/0146-6380(84)90083-4)

**Сведения об авторах**

*Константин Олегович Осипов* – научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1  
e-mail: k.osipov@oilmsu.ru

*Мария Александровна Большакова* – кандидат геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

*Энвер Алексеевич Абля* – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

*Елизавета Андреевна Краснова* – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова; старший научный сотрудник Института геохимии и аналитической химии им. В.И. Вернадского РАН

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

*Роман Сергеевич Сауткин* – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119192, Москва, Ломоносовский пр-т, д. 27, к. 1

*Анна Анатольевна Суслова* – кандидат геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119192, Москва, Ломоносовский пр-т, д. 27, к. 1

*Антон Георгиевич Калмыков* – кандидат хим. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

*Маргарита Станиславовна Тихонова* – инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119192, Москва, Ломоносовский пр., д. 27, к. 1

Статья поступила в редакцию 05.04.2023;

Принята к публикации 16.06.2023;

Опубликована 30.06.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

**Oil sources of the Krasnoleninskoe field**

*K.O. Osipov\**, *M.A. Bolshakova*, *E.A. Ablya*, *E.A. Krasnova*, *R.S. Sautkin*, *A.A. Suslova*,  
*A.G. Kalmykov*, *M.S. Tikhonova*

*Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation*

\*Corresponding author: *Konstantin O. Osipov*, e-mail: *k.osipov@oilmsu.ru*

**Abstract.** There is no consensus on the role of different source rocks (SRs) in the formation of the Krasnoleninskoe field. The main Upper Jurassic-Early Cretaceous SR of Western Siberia is represented on the Krasnoleninsky arch by the Tutleim formation (fm) ( $J_{3tt}-K_{1v}$ ). It is overlain by argillaceous rocks of the Frolov fm ( $K_{1v}-K_{1a}$ ), underlain by the Abalak ( $J_{2cl}-J_{3km}$ ), Tyumen ( $J_{2a-b}$ ), Sherkalin ( $J_1$ ) formations and folded pre-Jurassic basement. All these formations potentially contain SR layers. The purpose of the article is to determine the sources of oil in the Krasnoleninskoe field by comparing oils with SRs and to determine of the history of oil composition formation. Based on a review of known geochemical parameters and the results of statistical analysis new molecular parameters for determining the type of organic matter (OM) and its maturity are proposed. A secondary processes of the oils of the Vikulov fm of the Kamennaya crest has been established, which is associated with the migration of hydrocarbons from the Vikulov fm to the overlying deposits. It is shown that the oils of the Vikulov fm of Kamennaya crest were formed from the SR, which was at the  $MC_2$  substage during the generation of hydrocarbons, and the oils of the Jurassic and pre-Jurassic deposits were formed on the end of  $MC_2$ -beginning of  $MC_3$  substages. It was determined that

the oils of Kamennaya crest have aquatic initial OM, aquatic OM was found in the Tutleim and Tyumen SRs. According to the criteria of OM type and its maturity, the source of Kamennaya crest oils cannot be determined; therefore, genetic features of the difference between the aquatic OM of the Tyumen and Tutleim formations were found. These features made it possible to estimate the source of oils for different parts of the Krasnoleninskoe field: for Kamennaya crest the Tutleim fm, for the Talinskaya area the Tyumen fm, for the Em-Egovskaya area, the Tyumen and Tutleim formations. Estimation of the contribution of the Sherkalin and Abalak SRs to the formation of hydrocarbon accumulations is beyond the scope of current work.

**Keywords:** Western Siberia, Krasnoleninsky field, geochemical (molecular, isotopic, pyrolytic) parameters, maturity of organic matter, type of organic matter, oil source, Tyumen formation, Tutleim formation

**Recommended citation:** Osipov K.O., Bolshakova M.A., Ablya E.A., Krasnova E.A., Sautkin R.S., Suslova A.A., Kalmykov A.G., Tikhonova M.S. (2023). Oil sources of the Krasnoleninskoe field. *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 161–182. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.12>



## References

- Alexander R., Strachan M.G., Kagi R.I., van Gronswijk W. (1986). Heating rate effects on aromatic maturity indicators. *Organic Geochemistry*, 10(4–6), pp. 997–1003. [http://dx.doi.org/10.1016/S0146-6380\(86\)80038-9](http://dx.doi.org/10.1016/S0146-6380(86)80038-9)
- Barton D.C. (1934). Natural History of the Gulf Coast Crude Oil. Problems of Petroleum Geology. Wrather W.E., Lahee F.H., pp. 109–155. <http://dx.doi.org/10.1306/SV6334C10>
- Behar F., Beaumont V., De B. Penteado H.L. (2001). Rock-Eval 6: Technology: Performances and Developments. *Oil & Gas Science and Technology – Revue de l'IFP*, 56(2), pp. 111–134. <http://dx.doi.org/10.2516/ogst:2001013>
- Bourbonniere R.A., Meyers P.A. (1996). Sedimentary geolipid records of historical changes in the watersheds and productivities of Lakes Ontario and Erie. *Limnology and Oceanography*, 41(2), pp. 352–359. <https://doi.org/10.4319/lo.1996.41.2.0352>
- Bray E.E., Evans E.D. (1961). Distribution of *n*-paraffins as a clue to recognition of source beds. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 22(1), pp. 2–15. [http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037\(61\)90069-2](http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037(61)90069-2)
- Brooks J., Gould K., Smith J. (1969). Isoprenoid Hydrocarbons in Coal and Petroleum. *Nature*, 222, pp. 257–259. <http://dx.doi.org/10.1038/222257a0>
- Cassani F., Gallango O., Talukdar S., Vallejos C., Ehrmann U. (1988). Methylphenanthrene maturity index of marine source rock extracts and crude oils from the Maracaibo Basin. *Organic Geochemistry*, 13(1–3), pp. 73–80. [http://dx.doi.org/10.1016/0146-6380\(88\)90027-7](http://dx.doi.org/10.1016/0146-6380(88)90027-7)
- Connan J., Cassou A.M. (1980). Properties of gases and petroleum lipids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 44(1), pp. 1–23. [http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037\(80\)90173-8](http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037(80)90173-8)
- Cornford C., Needham C.E.J., de Walque L. (1986). Geochemical habitat of North Sea oils. *Habitat of Hydrocarbons on the Norwegian Continental Shelf*, Graham & Trotman, pp. 39–54.
- Durand B. (1980). Kerogen: Insoluble Organic Matter from Sedimentary Rocks. Paris: Editions Technip, 519 p.
- Ensminger A., Albrecht P., Ourisson G., Tissot B. (1977). Evolution of polycyclic alkanes under the effect of burial (Early Toarcian shales, Paris Basin). *Advances in Organic Geochemistry, 1975: actas del 7. Madrid: ENADIMSA*, pp. 45–52.
- Galimov E.M. (1973). Carbon isotopes in oil and gas geology. Moscow: Nedra, 384 p. (In Russ.)
- Geology and oil and gas potential of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug. Atlas (2004). Ed. E.A. Akhpatelov, V.A. Volkov, V.N. Goncharova, V.G. Eliseev, V.I. Karasev, A.G. Mukher, G.P. Myasnikova, E.A. Teplyakov, F.Z. Khafizov, A.V. Shpilman, V.M. Yuzhakova. Ekaterinburg: IzdatNaukaServis, 148 p. (In Russ.)
- Goncharov I.V., Samoilenko V.V., Oblasov N.V., Nosova S.V. (2005). MDBT ratio as an instrument for estimation of transformation ratio organic matter of Bazhenov formation of Western Siberia (Russia). *The 22th Int. Meeting on Organic Geochemistry: Book of Abstracts*, pp. 88–89.
- Goncharov I.V., Samoilenko V.V., Oblasov N.V. (2014). Prospects of Shale Oil Bazhenov Formation in the South-East of Western Siberia. *SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition (14ROGC)*, Moscow, pp. 1–11. <http://dx.doi.org/10.2118/171170-MS>
- Goncharov I.V., Samoilenko V.V., Oblasov N.V., Fadeeva S.V., Veklich M.A., Kashapov R.S., Trushkov P.V., Bakhtina E.S. (2016a). Types and catagenesis of organic matter of the Bazhenov Formation and its age analogues. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2016(10), pp. 20–25. (In Russ.)
- Goncharov I.V., Fadeeva S.V., Samoilenko V.V., Oblasov N.V., Veklich M.A. (2016b). The role of various types of hydrocarbon migration in the formation of oil and gas deposits in Western Siberia (based on geochemical data). *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, (4), pp. 12–17. (In Russ.)
- Goncharov I.V., Samoilenko V.V., Veklich M.A., Zherdeva A.V., Shadrina E.S. (2019). Carbon Isotopic Composition of Extracts from the Rocks of the Bazhenov Formation of Various Catagenesis. *The 29th Int. Meeting on Organic Geochemistry*, pp. 1–2. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201902916>
- Goncharov I.V., Samoilenko V.V., van Graas G.W., Trushkov P.V., Oblasov N.V., Fadeeva S.V., Veklich M.A., Kashapov R.S., Sidorov D.A. (2021). Petroleum generation and migration in the southern Tyumen region, Western Siberia Basin, Russia. *Organic Geochemistry*, 152, 104178. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2020.104178>
- Huang W.-Y., Meinschein W.G. (1979). Sterols as ecological indicators. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 43(5), pp. 739–745. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(79\)90257-6](https://doi.org/10.1016/0016-7037(79)90257-6)
- Hughes W.B., Holba A.G., Miller D.E., Richardson J.S. (1985). Geochemistry of greater Ekofisk crude oils. *Petroleum Geochemistry and Exploration of the Norwegian Shelf*, pp. 75–92. [http://dx.doi.org/10.1007/978-94-009-4199-1\\_5](http://dx.doi.org/10.1007/978-94-009-4199-1_5)
- Kashapov R.S., Goncharov I.V., Samoilenko V.V., Oblasov N.V., Trushkov P.V. (2015). Accuracy of Rock-Eval method. *International journal of applied and fundamental research*, 10(5), pp. 866–873. (In Russ.)
- Kolaczowska E., Slougui N.-E., Watt D.S., Marculia R.E. and Moldowan J.M. (1990). Thermodynamic stability of various alkylated, dealkylated and rearranged 17a- and 17b-hopane isomers using molecular mechanics calculations. *Organic Geochemistry*, 16(4–6), pp. 1033–1038. [http://dx.doi.org/10.1016/0146-6380\(90\)90140-U](http://dx.doi.org/10.1016/0146-6380(90)90140-U)
- Kontorovich A.E., Stasova O.F. (1978). Types of oils in sedimentary Earth cover. *Geologiya i Geophysica*, 19(8), pp. 3–13. (In Russ.)
- Kontorovich A.E., Andrushevich V.E., Afanas'ev S.A., Vakulenko S.A., Danilova V.P., Zlobina O.N., Il'ina V.I., Levchuk M.A., Kazanskiy Yu.P., Kazarbin V.V., Karogodin Yu.N., Moskvina V.I., Melenevskiy V.N., Solotchina E.P., Fomin A.N., Shurygin B.N. (1995). Geology and conditions for the formation of the giant Talin gas-oil accumulation zone in the Lower Jurassic continental deposits (Western Siberia). *Geologiya i Geophysica*, 36(6), pp. 5–28. (In Russ.)
- Kontorovich A.E., Bakhturov S.F., Basharin A.K. et al. (1999). Different-aged kitchens of naphthide formation and naphthide accumulation in the North Asian Craton. *Geologiya i Geophysica*, 40(11), pp. 1676–1693. (In Russ.)
- Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V., Shurygin B.N., Vakulenko L.G., Gaideburova E.A., Danilova V.P., Kazanenko V.A., Kim N.S., Kostyreva E.A., Moskvina V.I., Yan P.A. (2013). Jurassic paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*, 54(8), pp. 747–779. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.07.002>
- Kontorovich A.E., Kostyreva E.A. (2015). Organic geochemistry of bitumoids of the Bazhenov formation in the central regions of Western Siberia. *Proc. All-Russian Scientific and Practical Conference: Black shales: geology, lithology, geochemistry, significance for the oil and gas complex, prospects for use as an alternative petroleum*. Yakutsk: Akhsaan, pp. 150–154. (In Russ.)
- Kontorovich A.E., Kostyreva E.A., Rodyakin S.V., Sotnikov I.S., Yan P.A. (2018). Geochemistry of bitumoids of the Bazhenov formation. *Geologiya nefi i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, (2), pp. 79–88. (In Russ.)
- Kontorovich A.E., Bogorodskaya L.I., Borisova L.S., Burshteyn L.M., Ismagilov Z.R., Efimova O.S., Kostyreva E.A., Lemina N.M., Ryzhkova S.V., Sozonov S.A., Fomin A.N., Livshits V.R. (2019). Geochemistry and catagenetic transformations of kerogen of the Bazhenov horizon. *Geochem. Int.*, (57), 621–634. <https://doi.org/10.1134/S0016702919060028>
- Kuo L.-C. (1994). An experimental study of crude oil alteration in reservoir rocks by water washing. *Organic Geochemistry*, 21(5), pp. 465–479. [http://dx.doi.org/10.1016/0146-6380\(94\)90098-1](http://dx.doi.org/10.1016/0146-6380(94)90098-1)
- Mackenzie A.S., Patience R.L., Maxwell J.R. (1980). Molecular parameters of maturation in the Toarcian shales, Paris Basin, France–I. Changes in the configurations of acyclic isoprenoid alkanes, steranes and triterpanes. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 44(11), pp. 1709–1721. [http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037\(80\)90222-7](http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037(80)90222-7)
- Mackenzie A.S., Hoffman C.F., Maxwell J.R. (1981). Molecular parameters of maturation in the Toarcian shales, Paris Basin, France–III. Changes in aromatic steroid hydrocarbons. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 45(8), pp. 1345–1355. [http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037\(81\)90227-1](http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037(81)90227-1)
- Mackenzie A.S. (1984). Applications of Biological Markers in Petroleum Geochemistry. Brooks J., Welte D. (Eds.). *Advances in Petroleum Geochemistry*, Vol. 1, Acad. Press, pp. 115–214. <http://dx.doi.org/10.1016/B978-0-12-032001-1.50008-0>
- Moldowan J.M., Seifert W.K., Gallegos E.J. (1985). Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks. *AAPG Bulletin*, 69(8), pp. 1255–1268. <http://dx.doi.org/10.1306/AD462BC8-16F7-11D7-8645000102C1865D>
- Moldowan J.M., Sundararaman P., Schoell M. (1986). Sensitivity of biomarker properties to depositional environment and/or source input in the Lower Toarcian of SW-Germany. *Organic Geochemistry*, 10(4–6), pp. 915–926. [http://dx.doi.org/10.1016/S0146-6380\(86\)80029-8](http://dx.doi.org/10.1016/S0146-6380(86)80029-8)
- Moldowan J.M., Lee C.Y., Sundararaman P., Salvatori T., Alajbeg A., Gjucik B., Demaison G.J. (1989). Source correlation and maturity assessment of select oils and rocks from the Central Adriatic Basin (Italy and Yugoslavia). *Preprints American Chemical Society, Division of Petroleum Chemistry*, 34(1), pp. 112–121.
- Oblasov N.V., Goncharov I.V., Samoilenko V.V., Nosova S.V. (2007). Benzonaphthofuran ratio as a new thermal maturity parameter for coals and correlation tool. *The 23rd Int. Meeting on Organic Geochemistry: Book of Abstracts*, pp. 569–570.
- Oblasov N.V., Goncharov I.V., Ostroukhov S.B., Samoilenko V.V., Fadeeva S.V. (2009). Alkylbenzenes composition as a possible age-related

indicator. *The 24th Int. Meeting on Organic Geochemistry: Book of Abstracts*, pp. 425.

Oblasov N.V. (2010). Geochemistry of coaly organic matter and its role in the formation of oil and gas deposits in the Tomsk region. Abstract Cand. geol. and min. sci. diss. Tomsk: TPU, 21 p. (In Russ.)

Oblasov N.V., Goncharov I.V., Veklich M.A., Fadeeva S.V. (2020). Genetic typification of hydrocarbon fluids from the deposits of the Jurassic and pre-Jurassic oil and gas complexes of the Krasnoleninskoye field. *Proc. XXIV International Symposium named after academician M. A. Usov, dedicated to the 75th anniversary of the Victory in the Great Patriotic War: Problems of geology and development of subsurface resources*. Tomsk: TPU, pp. 102–103. (In Russ.)

Oblasov N.V., Goncharov I.V., Eftor I.V. (2021). Using the relative distribution of naphthalene compounds as an indicator of the thermal maturity of organic matter on the example of extracts of rocks of the Bazhenov formation and oils of the Krasnolenin arch. *Proc. 25th International Scientific Symposium, devoted to the 120 anniversary of mining education in Siberia and the 125th anniversary since Tomsk Polytechnic University foundation: Problems of geology and subsurface development*. Tomsk: TPU, p. 161–163.

Oblasov N.V., Goncharov I.V., Eftor I.V., Veklich M.A., Chudinova M.A., Zherdeva A.V., Fadeeva S.V., Samoilenko V.V. (2021). Oils and gases of the Krasnoleninsky field and the searching for their source rocks (Western Siberia, Russia). *The 30th Int. Meeting on Organic Geochemistry*, pp. 1–2. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202134120>

Oblasov N.V., Goncharov I.V., Eftor I.V. (2022). Oil and gas geochemistry and source rock searching in Krasnoleninsky field (Western Siberia, Russia). *Proc. All-Russian Scientific Conference with the participation of foreign scientists dedicated to the 120th anniversary of Nikolai B. Vassoyevich, Corresponding member of the USSR Academy of Sciences, and the 95th anniversary of Sergei G. Neruchev, Professor, Honored Geologist of the Russian Soviet Socialist Republic: Advances in Organic Geochemistry*. Novosibirsk: PPC NSU, pp. 178–181. (In Russ.)

Osipov K.O., Stoupakova A.V., Ablya E.A., Sautkin R.S., Bolshakova M.A., Suslova A.A., Antonov A.P. (2022). Identification of the features of the organic matter of oils and source rocks based on a comparison of the results of geochemical analysis with statistical analysis built upon machine learning methods: the case of one field of the West Siberian basin. *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 217–229. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.20>

Palmer S.E. (1984). Effect of Water Washing on C15+ Hydrocarbon Fraction of Crude Oils from Northwest Palawan, Philippines. *AAPG Bulletin*, 68(2), pp. 137–149. <http://dx.doi.org/10.1306/AD4609EA-16F7-11D7-8645000102C1865D>

Peters K.E., Moldowan J.M., Sunararaman P. (1990). Effects of hydrous pyrolysis on biomarker thermal maturity parameters: Monterey Phosphatic and Siliceous members. *Organic Geochemistry*, 15(3), pp. 249–265

Peters K.E., Moldowan J.M. (1991). Effects of source, thermal maturity, and biodegradation on the distribution and isomerization of homohopanes in petroleum. *Organic Geochemistry*, 17(1), pp. 47–61

Peters K.E., Moldowan J.M. (1993). *The Biomarker Guide-Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments*. New Jersey: Prentice Hall, 363 p.

Peters K.E., Kontorovich A.E., Huizinga B.J., Moldovan J.M., Lee C.Y. (1994). Multiple oil families in the West Siberian Basin. *AAPG Bulletin*, 78(6), pp. 893–909. <http://dx.doi.org/10.1306/A25FE3DD-171B-11D7-8645000102C1865D>

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. (2005). *The Biomarker Guide. Vol. 2: Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History*. New York: Cambridge Univ. Press, 704 p.

Philippi G.T. (1965). On the depth, time and mechanism of petroleum generation. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 29(9), pp. 1021–1049. [http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037\(65\)90101-8](http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037(65)90101-8)

Radke M., Welte D.H., Willsch H. (1982). Geochemical study on a well in the Western Canada Basin: Relation of the aromatic distribution pattern to maturity of organic matter. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 46(1), pp. 1–10. [http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037\(82\)90285-X](http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037(82)90285-X)

Radke M., Welte D.H., Willsch H. (1986). Maturity parameters based on aromatic hydrocarbons: Influence of the organic matter type. *Organic Geochemistry*, 10(1–3), pp. 51–63. [http://dx.doi.org/10.1016/0146-6380\(86\)90008-2](http://dx.doi.org/10.1016/0146-6380(86)90008-2)

Samoilenko V.V. (2011). Geochemistry of organic matter in deposits of the Bazhenov Formation (the southeastern part of Western Siberia) and their genetic connection with fluids. Abstract Cand. geol. and min. sci. diss. Tomsk: TPU, 22 p. (In Russ.)

Samoilenko V.V., Goncharov I.V., Trushkov P.V., Oblasov N.V., Veklich M.A., Fadeeva S.V., Kashapov R.S., Litvinova A.E. (2021). Petroleum Generation and Migration in the South of Western Siberia, Russia. *The 30th*

*International Meeting on Organic Geochemistry (IMOG 2021)*, pp. 1–2. <http://dx.doi.org/10.3997/2214-4609.202134157>

Scalan R.S., Smith J.E. (1970). An improved measure of the odd-even predominance in the normal alkanes of sediment extracts and petroleum. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 34(5), pp. 611–620. [http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037\(70\)90019-0](http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037(70)90019-0)

Seifert W.K., Moldowan J.M. (1978). Application of steranes, terpanes and monoaromatics to maturation, migration and source of crude oils. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 42(1), pp. 77–95. [http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037\(78\)90219-3](http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037(78)90219-3)

Seifert W.K. (1978). Steranes and terpanes in kerogen pyrolysis for correlation of oils and source rocks. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 42(5), pp. 473–484. [http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037\(78\)90197-7](http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037(78)90197-7)

Seifert W.K., Moldowan J.M., Demaison G.J. (1984). Source correlation of biodegraded oils. *Organic Geochemistry*, 6, pp. 633–643. [http://dx.doi.org/10.1016/0146-6380\(84\)90085-8](http://dx.doi.org/10.1016/0146-6380(84)90085-8)

Stoupakova A.V. (2011). Structure and petroleum potential of the Barents-Kara shelf and adjacent territories. *Geologiya nefi i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 6, pp. 99–115. (In Russ.)

Tikhonova M.S., Ivanova D.A., Kalmykov A.G., Borisov R.S., Kalmykov G.A. (2019). Methods of step extraction of rocks of high-carbon formations for the study of the component distribution of bitumen and variability of their basic geochemical parameters. *Georesursy = Georesources*, 21(2), pp. 172–182. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.172-182> (In Russ.)

Tikhonova M.S., Kalmykov A.G., Ivanova D.A., Vidishcheva O.N., Khomyachkova I.O., Bolshakova M.A., Ryazanova T.A., Sautkin R.S., Kalmykov G.A. (2021). Variability in the composition of hydrocarbon compounds in the Jurassic oil-and-gas-bearing strata of the Kamennaya crest of the Krasnoleninsky arch (Western Siberia). *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 158–169. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.16>

Volkman J.K., Alexander R., Kagi R.I., Noble R.A. (1983). A geochemical reconstruction of oil generation in the Barrow Sub-basin of Western Australia. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 47(12), pp. 2091–2105. [http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037\(83\)90034-0](http://dx.doi.org/10.1016/0016-7037(83)90034-0)

Vtorushina E.A., Bulatov T.D., Kozlova E.V., Kul'kov M.G. (2022). Pyrolytic criteria for assessing the degree of thermal maturity of the organic matter of the Bazhenov Formation. *Geologiya nefi i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 4, pp. 53–63. (In Russ.) DOI: 10.31087/0016-7894-2022-4-53-63.

Wardroper A.M., Hoffmann C.F., Maxwell J.R., Barwise A.J.G., Goodwin N.S., Park P.J.D. (1984). Crude oil biodegradation under simulated and natural conditions—II. Aromatic steroid hydrocarbons. *Organic Geochemistry*, 6, pp. 605–617. [http://dx.doi.org/10.1016/0146-6380\(84\)90083-4](http://dx.doi.org/10.1016/0146-6380(84)90083-4)

Zabrodina M.A., Aref'ev O.A., Makushina V.I., Petrov A.A. (1978). Chemical types and transformations of oils in nature. *Neftekhimiya*, 18(2), pp. 280–289. (In Russ.)

## About the Authors

**Konstantin O. Osipov** – PhD student, Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation  
e-mail: k.osipov@oilmsu.ru

**Maria A. Bolshakova** – PhD (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

**Enver A. Ablya** – PhD (Geology and Mineralogy), Assistant Professor, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

**Elizaveta A. Krasnova** – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University; Senior Researcher, Vernadsky Institute of Geochemistry and Analytical Chemistry of the Russian Academy of Sciences

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

*Roman S. Sautkin* – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University  
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

*Anna A. Suslova* – PhD (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University  
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

*Anton G. Kalmykov* – PhD (Chemistry), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University  
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

*Margarita S. Tikhonova* – Engineer of the Petroleum Geology Department  
Lomonosov Moscow State University  
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

*Manuscript received 5 April 2023;  
Accepted 16 June 2023; Published 30 June 2023*