

УДК 550.4.02

DOI 10.31087/0016-7894-2022-6-85-98

Повышение достоверности оценки степени катагенеза органического вещества баженовской свиты путем комплексирования пиролитических и молекулярных параметров (северо-западная часть территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры)

© 2022 г. | Г.Т. Салахидинова, М.Г. Кульков, Э.А. Вторушина

АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана», Ханты-Мансийск, Россия; g.salakhidinova@gmail.com; mgk83@bk.ru; vtorushinaea@nacrn.hmao.ru

Поступила 20.01.2022 г.

Доработана 30.03.2022 г.

Принята к печати 20.09.2022 г.

Ключевые слова: *пиролиз Rock-Eval; хромато-масс-спектрометрические исследования; молекулярные параметры; органическое вещество; катагенез; баженовская свита.*

Аннотация: По результатам пиролитических и хромато-масс-спектрометрических исследований образцов керна и хлороформенных экстрактов выявлены высокие корреляционные связи ряда пиролитических и молекулярных параметров для органического вещества пород баженовской свиты и ее стратиграфического аналога — нижнетутлеймской подсвиты в семи скважинах Краснolenинской и двух скважинах Фроловской нефтегазоносных областей, позволившие более достоверно оценить уровень термической зрелости органического вещества и получить значения диапазонов изменения молекулярных параметров для определения стадии катагенеза органического вещества баженовской свиты изучаемого района (стадии ПК₃–МК₃). Выполненное исследование показывает преимущество совместного использования пиролитических и молекулярных параметров при проведении геохимических исследований с возможностью корректировки одних параметров через другие, что позволяет наиболее достоверно определять генетические и катагенетические характеристики органического вещества для корректного восстановления истории его преобразования и дальнейшего использования полученных данных, например в бассейновом моделировании.

Для цитирования: Салахидинова Г.Т., Кульков М.Г., Вторушина Э.А. Повышение достоверности оценки степени катагенеза органического вещества баженовской свиты путем комплексирования пиролитических и молекулярных параметров (в пределах северо-западной части территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры) // Геология нефти и газа. – 2022. – № 6. – С. 85–98. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-6-85-98.

Combining pyrolysis and molecular parameters to improve reliability of assessment of Organic Matter maturity level in Bazhenov Formation (north-western part of Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra)

© 2022 | 2022 G.T. Salakhidinova, M.G. Kul'kov, E.A. Vtorushina

Autonomous Institution “V.I. Shpilman research and analytical Centre for the rational use of the subsoil”, Khanty-Mansiysk, Russia; g.salakhidinova@gmail.com; mgk83@bk.ru; vtorushinaea@nacrn.hmao.ru

Received 20.01.2022

Revised 30.03.2022

Accepted for publication 20.09.2022

Key words: *Rock-Eval pyrolysis; gas chromatography-mass spectrometry; molecular parameters; Organic Matter; thermal maturity; Bazhenov Formation.*

Abstract: Based on the results of pyrolysis and gas chromatography-mass spectrometry studies of core samples and chloroform extracts, high correlations of a number of pyrolysis and molecular parameters were revealed for Organic Matter of the Bazhenov Formation and its stratigraphic analogue — the Lower Tutleim Formation. Core was taken from 7 wells of the Krasnoleninsky and 2 wells of the Frolovsky oil and gas regions. This work made it possible to improve reliability of the assessment of Organic Matter thermal maturity level. The obtained results show the advantage of combining pyrolysis and molecular parameters in geochemical studies when it is possible to correct some parameters using others. This allows the most reliable determination of Organic Matter genetic and maturity characteristics for the correct reconstruction of Organic Matter transformation history and further use the obtained data, for example, in basin modelling.

For citation: Salakhidinova G.T., Kul'kov M.G., Vtorushina E.A. Combining pyrolysis and molecular parameters to improve reliability of assessment of Organic Matter maturity level in Bazhenov Formation (north-western part of Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra). *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(6):85–98. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-6-85-98. In Russ.

Введение

Оценка уровня термической зрелости ОБ нефтегазоматеринских пород является одним из важнейших вопросов, решаемых в процессе поисково-разведочных работ. К традиционным методам оценки степени катагенеза ОБ относят определение отражательной способности витринита (R_o , %). Применительно к баженовской свите прямое измерение R_o невозможно, поскольку рассматриваемые нефтематеринские породы содержат ОБ сапропелевого типа, в котором отсутствуют витринитовые компоненты [1].

В этой связи для оценки степени катагенеза ОБ широко используются альтернативные методы, основанные как на изучении пиролитических характеристик собственно пород, так и молекулярных параметров битумоидов.

Для соотнесения результатов оценки степени катагенеза по пиролитическим и молекулярным параметрам с общепринятыми шкалами катагенеза (Н.Б. Вассоевич, М.К. Калинин, А.А. Карцев, А.Э. Конторович, Н.В. Лопатин и др.) [2, 3] требуется дополнительная процедура их калибровки по значениям показателя R_o близковозрастных пород в пределах изучаемого нефтегазоносного бассейна [1] или по значениям R_o битуминита [4].

Кроме того, неоднородность минерального состава пород и различия условий фоссилизации ОБ баженовской свиты [5] снижают достоверность и степень детализации получаемых результатов в случае использования какого-либо одного из альтернативных методов в качестве универсального.

Таким образом, актуальным видится исследование по оценке взаимосвязей ряда общепринятых пиролитических и молекулярных параметров термической зрелости ОБ пород баженовской свиты и выявление среди них наиболее значимых с целью последующего совместного применения для повышения уровня достоверности результатов определения степени катагенеза ОБ нефтегазоматеринских пород.

Объект и методика исследования

В настоящей статье приведены результаты изучения 55 образцов кернового материала баженовской свиты и ее стратиграфического аналога — нижнетуглеймской подсвиты из скважин 2–8 Краснотеневской и 1, 9 Фроловской нефтегазоносных областей (НГО) пиролитическим и хроматографическими методами (рис. 1).

Геохимические исследования ОБ включали пиролитический анализ измельченных образцов керна, экстракцию (выделение) битумоидов с последующим их разделением на четыре группы (фракции) компонентов, детальный анализ молекулярного состава насыщенных и ароматических фракций. Пиролитический анализ выполнялся для образцов до и после экстракции на анализаторе горных пород HAWK RW (Wildcat technologies, США) по методи-

ке, описанной в работе [6]. Выделение битумоидов с оценкой их содержания на породу проводилось методом ускоренной экстракции на аппарате ASE 350 Dionex (Thermo Scientific, США) с использованием хлороформа в качестве экстрагента в условиях, описанных в работе [7]. Разделение битумоидов осуществлялось с предварительным отделением фракции асфальтенов, осаждением их в 40-кратном избытке *n*-гексана и выдержкой 24 ч при комнатной температуре без доступа света. Оставшаяся мальтеновая фракция битумоида подвергалась фракционированию на три группы компонентов методом колоночной жидкостно-адсорбционной хроматографии на силикагеле, последовательным элюированием фракций насыщенных УВ и ароматических соединений смесью из петролейного эфира и бензола (85/15 % об.) и фракции смол смесью из изопропанола и толуола (50/50 % об.). Границы элюирования фракций определяли под УФ-светом (светофильтр на длину волны 365 нм).

Анализ молекулярного состава насыщенных и ароматических фракций выполнялся с помощью хромато-масс-спектрометрического комплекса Trace 1310 / TSQ 8000 EVO (Thermo Fisher Scientific, США) при следующих условиях:

- кварцевая капиллярная колонка TG-5MS (Thermo Fisher Scientific) с неподвижной фазой на основе 5 %-го дифенил/95 %-го диметилполисилоксана, длина — 30 м, внутренний диаметр — 0,25 мм, толщина фазы — 0,25 мкм;

- температура испарителя — 310 °С, температура интерфейсной линии хроматограф/масс-спектрометр — 300 °С;

- программа нагрева термостата хроматографа — от 60 до 310 °С со скоростью 4 °С/мин, выдержка конечной температуры — 40 мин;

- квадрупольный масс-спектрометрический детектор с электронно-ударным методом ионизации, энергия ионизирующих электронов — 70 эВ;

- температура ионизационной камеры — 250 °С; скорость сканирования — 0,2 с/скан.

Хроматограммы фракций насыщенных УВ регистрировались по общему ионному току (ТIC) в диапазоне масс от 45 до 550 а. е. м., дополнительно фракции насыщенных и ароматических соединений записывались в режиме мониторинга выборочных ионов (SIM) по характеристическим значениям m/z — 191, 217, 218 и 178, 184, 192, 198, 231, 253 соответственно.

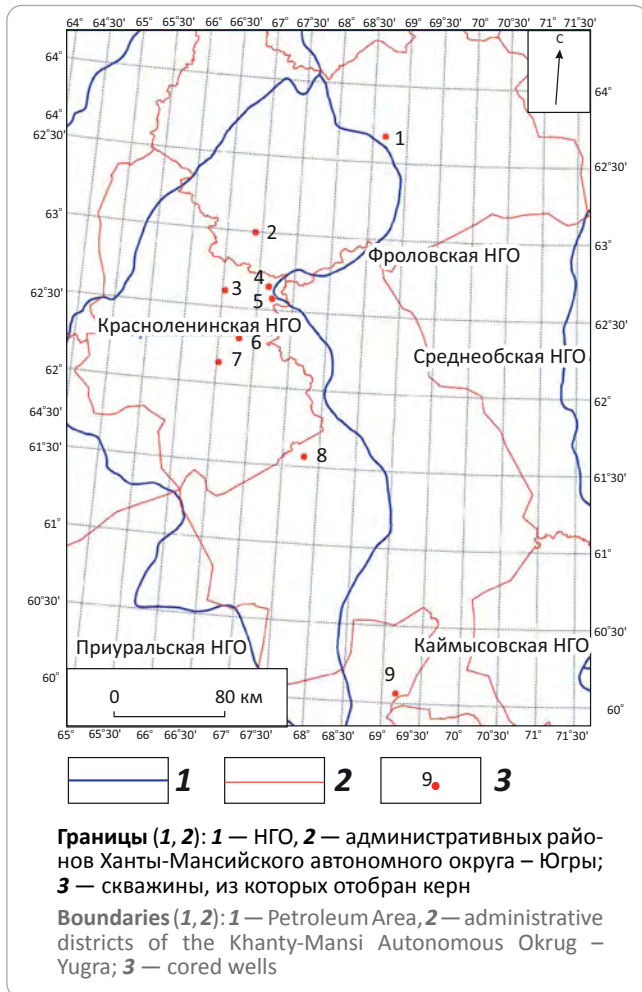
Характеристика минерального состава исследованных образцов пород выполнена по результатам рентгенофазового анализа на дифрактометре ARL X'TRA (Thermo Fisher Scientific, Швейцария).

Результаты исследований

Образцы баженовской свиты отобраны в интервале глубин 2365–2845 м и представлены глинисто-кремнистыми, кремнисто-глинистыми, карбонатно-глинисто-кремнистыми и карбонат-

Рис. 1. Схема расположения изученных скважин Красноленинской и Фроловской НГО

Fig. 1. Location map of studied wells, Krasnoleninsky and Frolovsky petroleum areas



но-кремнисто-глинистыми слабопиритизированными и пиритизированными породами. Вариации минерального состава прослеживаются как по площади и глубине изучаемого района, так и среди образцов одной скважины, что соответствует общепринятым представлениям о сложном строении баженовской свиты [8, 9].

Все образцы обогащены ОВ и характеризуются содержанием общего органического углерода в породе (параметр ТОС) в диапазоне от 4 до 19 % масс., при этом количество термодесорбируемых УВ (параметры $S_0 + S_1 + \Delta S_2$) в образцах колеблется от 7 до 40 мг УВ/г породы, значение остаточного генерационного потенциала (параметр S_2) составляет от 4 до 124 мг УВ/г породы. Значения параметра T_{max} характеризуются широким диапазоном — 427–456 °С, который соответствует изменению уровня термической зрелости ОВ в пределах стадий катагенеза ПК₃–МК₃ (табл. 1).

Для получения более детальной характеристики стадий катагенеза образцов авторами статьи были применены формулы расчета значений R_o через пиролитический параметр T_{max} по методике, приведенной в работе [4], что позволило сгруппи-

ровать образцы по соответствующим стадиям катагенеза. Так, в исследованной выборке из 55 образцов к стадии ПК₃ со значениями R_o от 0,4 до 0,5 % отнесен 1 образец, к стадии МК₁ со значениями R_o от 0,5 до 0,65 % — 27 образцов, к стадии МК₂ с диапазоном R_o от 0,65 до 0,85 % — 22 образца и к стадии МК₃ со значениями R_o от 0,85 до 1,15 % — 5 образцов, что для основной доли исследованных образцов свидетельствует о нахождении пород в зоне нефтяного окна. В полученной группировке диапазоны вариации параметров HI и GOC/ТОС составили для стадии ПК₃ — 716 мг УВ/г ТОС и 62 %; для стадии МК₁ — 336–792 мг УВ/г ТОС и 30–68 %; для стадии МК₂ — 108–509 мг УВ/г ТОС и 10–44 % и для стадии МК₃ — 138–191 мг УВ/г ТОС и 13–17 %.

Характер распределения средних значений параметров HI и GOC/ТОС по рассмотренным скважинам в целом имеет обратно пропорциональную зависимость от средних значений T_{max} , что согласуется с тезисом об уменьшении остаточного генерационного потенциала (параметра S_2) в процессе термического преобразования ОВ. В то же время при совместном рассмотрении диапазонов изменения параметров T_{max} , HI и GOC/ТОС выделяется значительный разброс значений по скважинам 4, 5, 8, что актуализирует необходимость применения альтернативных методов оценки степени катагенеза.

Анализ полученных данных также показал, что в достаточно широком интервале глубин по всем скважинам отсутствует зависимость изменения значений R_o и пиролитических параметров от глубины залегания образцов, что отмечалось и ранее [1, 5, 10], при этом в работах [5, 10] вариация параметров T_{max} и HI по разрезу свиты главным образом связывалась с литологической неоднородностью баженовских отложений. В то же время среди глобальных факторов, контролирующих уровень термической зрелости ОВ, можно выделить наиболее вероятные: различный возраст консолидации блоков фундамента, развитие тектонических нарушений, внедрение и состав магматических тел, гидрогеологический режим районов [4, 11].

В групповом составе хлороформенных битумоидов доминирует мальтеновая фракция (сумма насыщенных, ароматических и смолистых компонентов в среднем составляет 89 % масс.), что соответствует главной фазе нефтеобразования [12] (см. табл. 1). Среднее содержание масляных фракций (сумма насыщенных и ароматических компонентов) изменяется в диапазоне от 36 до 65 % масс., смолисто-асфальтеновых — от 35 до 63 % масс. При этом доля масляных фракций по выборке преимущественно изменяется за счет вариации содержания насыщенных УВ — от 11 до 43 % масс., тогда как содержание ароматических соединений изменяется в узком диапазоне — от 22 до 28 % масс. В составе смолисто-асфальтеновых веществ в среднем доля смол колеблется от 26 до 49 % масс., доля асфальтенов варьирует в более широком диапазоне — от 5 до 18 % масс.



HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Табл. 1. Результаты пиролитического анализа пород, экстракции и группового состава выделенных битумоидов
 Tab. 1. Table of the results of rock pyrolysis, bitumoid extraction and group analysis

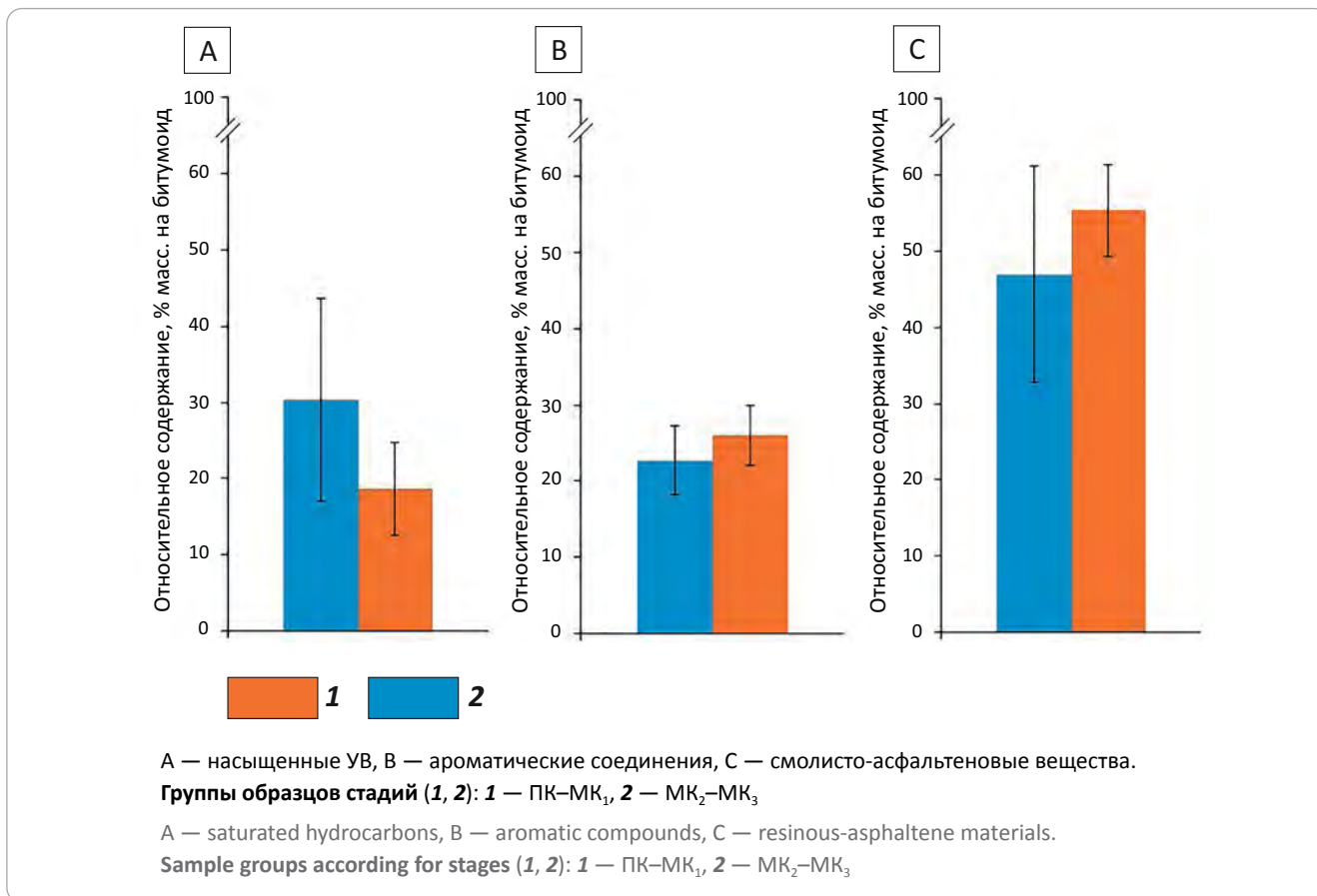
Номер скважины	Глубина отбора, м	Число образцов	Содержание битумоида, мг/г породы	Групповой состав битумоида, % масс. на битумоид			β^{XS} , %	ТОС, % масс.	S_2 , мг УВ/г породы	$S_0 + S_1 + \Delta S_2$, мг УВ/г породы	T_{max} , °C	HI, мг УВ/г ТОС	GOC/ТОС, %
				насыщенные УВ	ароматические соединения	смолы							
1	2660,43–2676,96	5	2 17–25	22 14–30	24 21–28	42 38–44	12 5–18	20 13–28	10 8–15	32 21–50	440 438–441	409 351–463	36 31–40
2	2445,53–2469,94	8	9 3–14	22 12–31	26 18–31	46 40–51	5 3–7	9 6–12	10 5–18	56 15–105	431 429–433	661 553–704	57 49–61
3	2368,59–2384,53	8	10 8–14	18 10–29	28 24–32	49 39–57	6 3–9	10 6–15	12 5–16	73 26–109	433 430–437	692 620–792	60 54–68
4	2507,03–2528,27	6	21 10–46	29 12–43	25 14–34	32 24–49	13 4–26	28 13–50	9 4–17	24 6–57	443 441–446	300 212–372	26 20–32
5	2518,94–2539,64	8	20 15–24	26 16–42	22 17–27	34 27–43	18 8–26	25 12–37	8 5–12	22 6–44	442 437–444	328 216–429	29 20–37
6	2570,42–2583,55	4	19 13–27	20 17–24	22 15–28	48 42–55	10 5–15	16 13–22	13 11–16	45 35–66	440 437–440	425 376–471	38 34–42
7	2365,37–2374,65	4	20 16–23	14 10–19	24 17–29	47 45–52	14 8–21	17 10–24	12 10–17	51 34–82	439 437–440	474 448–509	40 37–44
8	2520–2533,42	8	8 5–12	43 26–60	22 13–27	26 15–17	9 3–17	15 6–28	6 4–10	8 4–15	450 444–456	145 108–716	13 10–17
9	2819,91–2845,05	4	16 7–24	11 8–15	25 23–30	49 45–54	14 5–22	10 6–13	16 12–19	96 76–124	430 427–433	697 663–716	60 57–62

Примечание. Числитель — среднеарифметические значения, знаменатель — диапазон изменения значений параметров. β^{XS} — битумоидный коэффициент, отношение содержания хлороформного битумоида к содержанию общего органического углерода в породе, %. Пиролитические параметры: ТОС — содержание общего органического углерода в породе (параметр, рассчитываемый по сумме пиролитизируемого и остаточного органического углерода в породе), % масс.; HI — водородный индекс, выражает отношение количества УВ и гетероатомных элементов нефтяного ряда S_2 , образованных в процессе нагревания породы от 300 до 650 °C, к содержанию общего органического углерода, мг УВ/г ТОС; T_{max} — температура, зарегистрированная при максимальном образовании УВ продуктов крекинга керогена, °C; S_0 и S_1 — количество термодесорбируемых УВ (продуктов термического испарения), образующихся при нагревании образца породы в температурных интервалах от 25 до 150 и от 150 до 300 °C соответственно, мг УВ/г породы; S_2 — количество УВ-продуктов крекинга керогена и термического испарения смолесто-асфальтеновых веществ, образующихся при нагревании образца породы в температурном интервале от 300 до 650 °C (параметр, характеризующий остаточный генерационный потенциал), мг УВ/г породы; ΔS_2 — разность значений параметра S_2 для образцов до и после экстракции; GOC/ТОС — отношение содержания пиролизимого органического углерода в породе (ТОС) к содержанию общего органического углерода на 100 %. Для параметров T_{max} , S_2 , HI и GOC/ТОС представлены результаты по образцам после экстракции.

Note. Numerator shows arithmetic mean values, denominator — range of parameter value changes. β^{XS} — bituminoid coefficient, the ratio of the chloroform bitumen content to the total organic carbon content of the rock, %. Pyrolysis parameters: TOC — Total Organic Carbon content (parameter calculated from the sum of pyrolyzed and residual organic carbon in the rock), wt %; HI — Hydrogen Index showing the ratio of the amount of HC to heteroatomic elements of the petroleum series S_2 formed during heating of the rock from 300 to 650 °C, to the Total Organic Carbon content, mg HC/g TOC; T_{max} — temperature registered at maximum formation of HC products of kerogen thermal decomposition, °C; S_0 and S_1 — amount of thermally desorbed HC (products of thermal evaporation) formed when a rock sample is heated in temperature ranges 25 to 150 and 150 to 300 °C, respectively, mg HC/g of rock; S_2 — amount of HC products of kerogen thermal decomposition and thermal evaporation of resinous-asphaltene materials formed when a rock sample is heated in temperature range 300 to 650 °C (parameter that characterises residual generation potential), mg HC/g of rock; ΔS_2 — difference between the S_2 parameter values for samples before and after extraction; GOC/TOC — ratio of pyrolyzed organic carbon content in a rock (GOC) to Total Organic Carbon content (TOC) multiplied by 100 %. Results for T_{max} , S_2 , HI, and GOC/TOC parameters are presented for samples after extraction.

Рис. 2. Групповой состав битумоидов баженовских отложений в пределах Красноленинской и Фроловской НГО на стадиях катагенеза ПК–МК₁ и МК₂–МК₃ (по средним значениям с планками погрешностей по величине стандартного отклонения для выборки образцов в соответствующей группе)

Fig. 2. Bitumoid group analysis of the Bazhenov deposits within Krasnoleninsky and Frolovsky petroleum areas at ПК–МК₁ and МК₂–МК₃ catagenesis stages (according to mean values with error thresholds for standard deviation value in collection sample of the respective group)



Для оценки возможности использования результатов определения группового состава, применительно к оценке степени термической зрелости ОВ пород, проведено ранжирование данных по содержанию отдельных фракций согласно ранее выполненной группировке образцов по стадиям катагенеза.

Результаты ранжирования показали, что содержание отдельных фракций между различными стадиями катагенеза (ПК₃, МК₁, МК₂, МК₃) практически не различимо. В то же время в более широких диапазонах зрелости образцы пород на стадиях МК₂–МК₃, в отличие от стадий ПК₃–МК₁, характеризуются более высоким (примерно в 1,6 раз) средним содержанием насыщенных УВ и пониженной долей смолисто-асфальтеновых веществ, при этом по содержанию ароматических соединений дифференциация не прослеживается (рис. 2).

Значения битумоидного коэффициента (β^{XB}) образцов, отнесенных к стадиям МК₂–МК₃, более высокие — $\beta^{XB} = 21 \pm 11$ (среднее значение и стандартное отклонение) и предполагают первичное перемещение битумоида в нефтематеринской толще, тогда как для образцов стадий ПК₃–МК₁ прослеживаются более низкие значения — $\beta^{XB} = 13 \pm 6$.

Таким образом, по результатам пиролитического анализа образцов пород и оценки содержания и группового состава хлороформных экстрактов, образцы скв. 8 отличаются наиболее термически зрелым ОВ стадии катагенеза МК₃. Во всех остальных изученных образцах, за исключением одного наименее термически преобразованного образца из скв. 9 (ПК₃), степень катагенеза ОВ пород соответствует стадиям МК₁–МК₂.

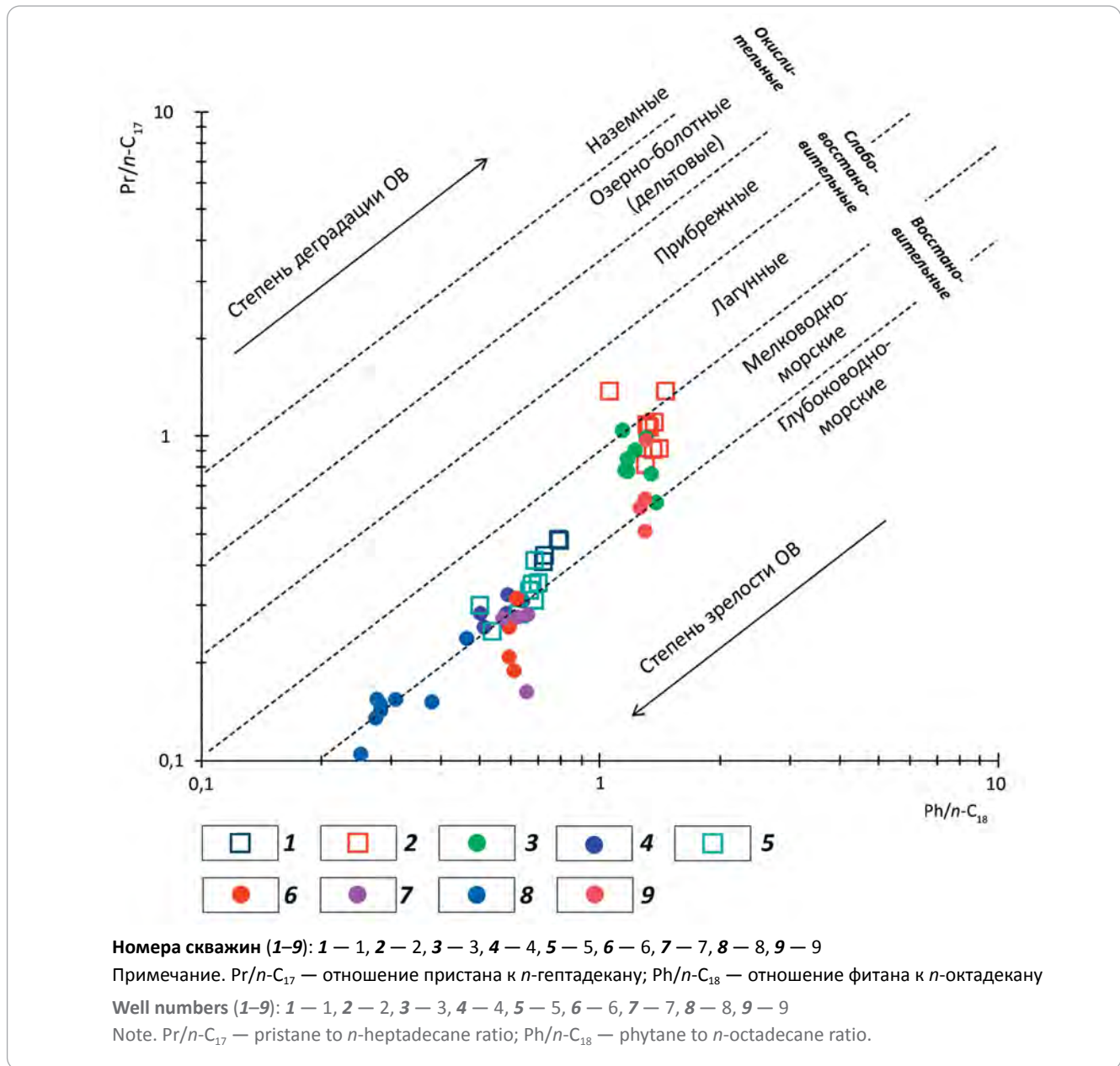
По результатам хромато-масс-спектрометрических исследований рассчитан ряд молекулярных параметров для широкого спектра УВ и гетероатомных соединений, несущих информацию о генезисе ОВ, фациальных условиях седиментогенеза и раннего диагенеза, литологическом составе материнских пород, а также степени термической преобразованности ОВ на этапе катагенеза.

Из [13] известно, что геохимическая характеристика ОВ должна проводиться с учетом возможного взаимного влияния генетического и катагенетического факторов на значение молекулярных параметров, поэтому на первом этапе интерпретации данных хромато-масс-спектрометрического анализа авторами статьи была оценена принадлежность выбранных образцов к одному генетическому типу



Рис. 3. Определение фациальных условий седиментогенеза и окислительно-восстановительных условий начальной стадии фоссилизации ОВ [17]

Fig. 3. Determination of facies settings of sedimentogenesis and redox settings at the early OM fossilization stage [17]



ОВ и близость литофациальных условий осадконакопления.

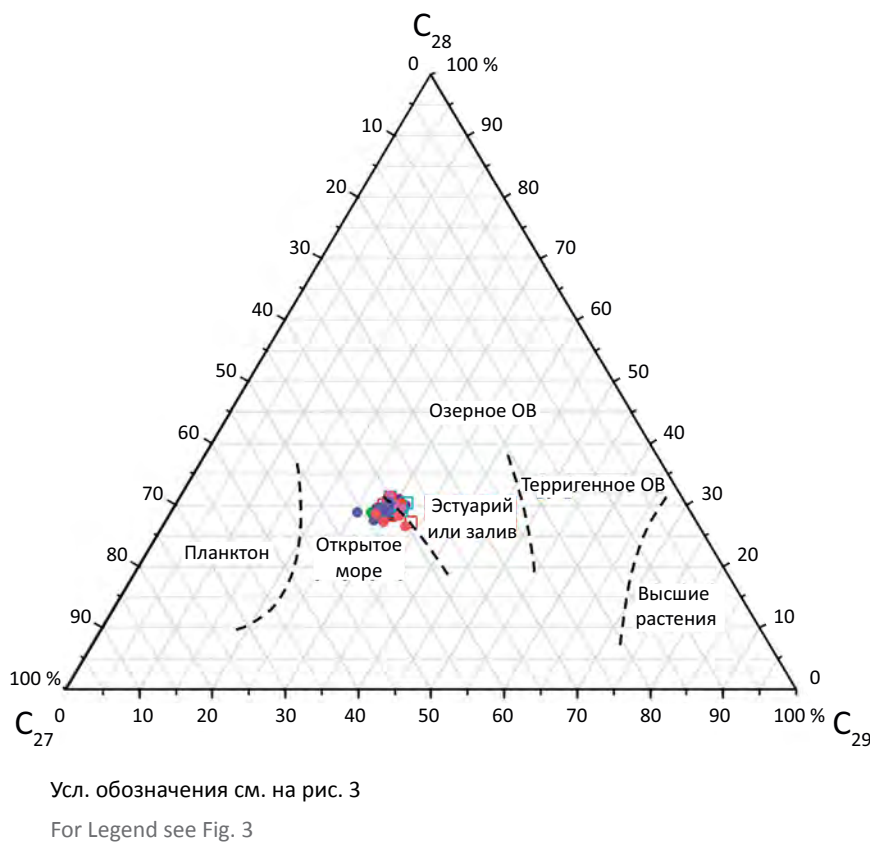
По соотношению нормальных и изопреноидных алканов исследуемое ОВ относится к аквагенному типу, сформированному преимущественно в мелководно-морских, а также глубоководно-морских восстановительных условиях (рис. 3). В распределении регулярных стеранов состава C_{27} – C_{29} преобладают гомологи C_{27} , составляющие в среднем 41 %, гомологи C_{28} и C_{29} содержатся примерно в одинаковых количествах — 29 и 30 % соответственно, что является свидетельством формирования ОВ в условиях открытого моря или обстановках типа залив (рис. 4). Морской генезис ОВ для большинства образцов прослеживается и по трициклановому ин-

дексу Its, значения которого изменяются в диапазоне от 0,03 до 1,06 [14], а также по преобладанию триароматических стеранов над моноароматическими (среднее 2,82 в диапазоне значений 0,96–4,86) [15, 16]. По параметру STER/PENT источником ОВ для большей части образцов рассматривается бактериальная некрома, для ОВ образцов из скважин 8, 9 — остатки фитопланктона [13].

Для оценки генетической связи материнской породы преимущественно с карбонатными, глинистыми либо глинисто-карбонатными формациями рассмотрены молекулярные параметры по три- и пентациклическим терпанам [13, 19], результаты анализа которых указывают на глинисто-карбонатный состав вмещающих отложений. Наличие в со-

Рис. 4. Треугольная диаграмма для классификации генетических типов ОВ по соотношению стеранов C_{27} , C_{28} , C_{29} [18] в составе насыщенной фракции битумоидов

Fig. 4. Triangular diagram for OM genetic type classification according to C_{27} , C_{28} , C_{29} steranes ratio [18] in bitumoid saturated fraction



стве материнских пород кремнистых компонентов прослеживается по значениям параметра 4-MDBT/Phen в диапазоне от 0,29 до 1,92 [20]. Полученные результаты согласуются с данными рентгенофазового анализа.

В связи с широким диапазоном стадий катагенеза рассматриваемых образцов (от ПК₃ до МК₃) традиционно используемое соотношение перегруппированных и регулярных стеранов состава C_{27} параметр Dia/(Dia + Reg) не позволяет связать вариацию значений (0,3–0,9) параметра с различием литофациальных обстановок формирования ОВ. Распределение значений параметра Ts/(Ts + Tm), рассчитываемых по соотношению термически более устойчивого C_{27} 18 α -триснорнеогопана (Ts) к менее устойчивому C_{27} 17 α -трисноргопану (Tm), в отношении интерпретации литофациальных условий в образцах также неоднозначно. Например, для битумоидов скв. 8 максимальные значения данного параметра (0,83–0,95) предполагают глинистые среды осадконакопления, в то же время параметр $C_{31}R/NOR$ со значениями выше 0,35, предлагаемый К.Е. Петерсом и др. [13, 19], может указывать на присутствие карбонатного материала. Наблюдаемое несоответствие, вероятнее всего, объясняется значительным влиянием катагенетического фактора, в связи с чем данный параметр в изученной

выборке рассматривался только как показатель степени термической зрелости ОВ.

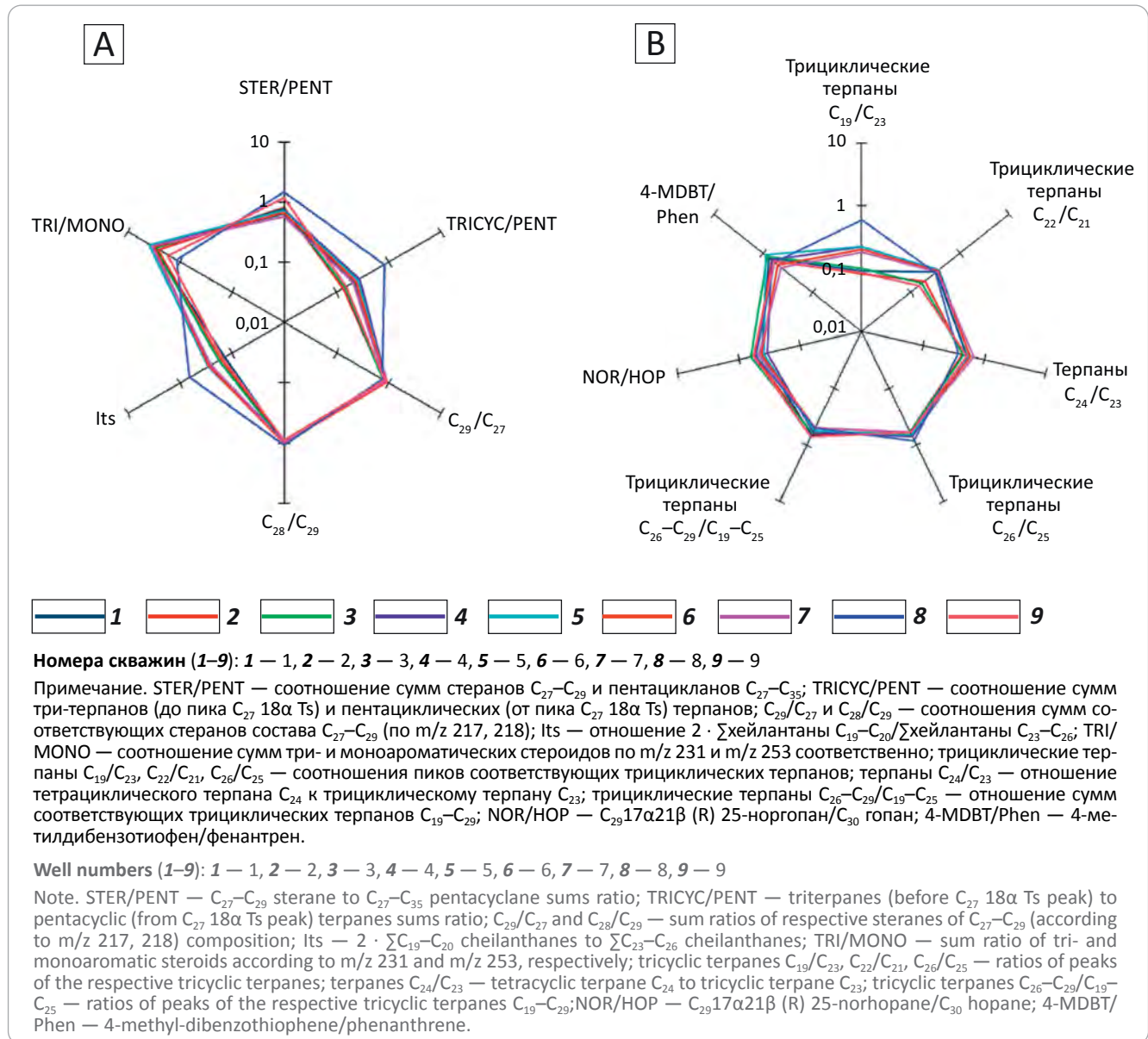
В целом пиролитические и молекулярные параметры (рис. 5, см. табл. 1) указывают на единство генетического типа и близость условий формирования ОВ исследованной выборки образцов, что позволяет производить сравнительную оценку степени катагенеза ОВ по молекулярным параметрам. Несмотря на несколько отличающуюся конфигурацию графика для скв. 8, определяемую некоторым различием исходных биопродуцентов ОВ (по параметрам STER/PENT, TRICYC/PENT, Its, TRI/MONO) (см. рис. 5 А) и литологическим составом материнских пород (по распределению терпанов и ароматических соединений) (см. рис. 5 В), все рассматриваемые образцы можно отнести к одному семейству ОВ морского генезиса, формирование которого происходило в кремнисто-карбонатно-глинистых обстановках осадконакопления. На значения параметра TRICYC/PENT, вероятно, оказывает влияние катагенетический фактор.

В стандартном комплексе молекулярных исследований предусмотрен ряд параметров оценки степени катагенеза ОВ, рассчитываемых по нормальным и изопреноидным алканам, тетра- и пентациклическим УВ (стераны и терпаны) в составе насыщенных фракций битумоидов и ароматическим соединениям соответствующей фракции.



Рис. 5. Звездные диаграммы значений (среднее по скважине) параметров, определяющих генезис ОБ, (А) и параметров, определяющих литологический состав материнской породы, (В)

Fig. 5. Rose diagrams of parameter values (average in the well) responsible for OM genesis (A) parameters responsible for source rock lithology (B)



Исследование уровня термической зрелости ОБ с использованием соотношений изопреноидных и нормальных алканов (см. рис. 2) возможно проводить скорее на качественном уровне с выделением «незрелого», «зрелого» и «постзрелого» ОБ, что дает лишь первичное представление о ранжировании образцов в пределах изучаемой выборки. Наиболее зрелыми являются образцы из скв. 8 (см. рис. 2).

Применение молекулярных параметров, рассчитываемых на основе соотношения пространственных изомеров стеранов и гопанов, ограничено начальными этапами главной зоны нефтеобразования, при этом в процессе геохимической интерпретации следует учитывать, что при одинаковой энергии активации фактор частоты столкновений реагирующих молекул у гопанов выше, чем у стеранов, поэтому изомеризация биогопанов 22R в гео-

гопаны 22S происходит быстрее, чем изомеризация биоэпимеров 20R C_{29} $\alpha\alpha\alpha$ -стеранов в геоэпимеры 20S [21]. Исходя из этого, параметр $C_{32}HSR = 22S/[22S + 22R]$ достигает предельных (равновесных) значений (0,57–0,62) быстрее, чем параметр $C_{29}SSR = \alpha\alpha 20S/\alpha\alpha[20S + 20R]$.

В свою очередь, соотношение R- и S-эпимеров C_{29} $\alpha\alpha\alpha$ -стеранов быстрее достигает равновесных значений (0,52–0,55) по сравнению с соотношением эпимеров C_{29} стеранов конфигураций $\alpha\beta\beta$ и $\alpha\alpha\alpha$ (параметр $C_{29}\beta\beta\alpha\alpha = \beta\beta[20S + 20R]/(\beta\beta[20S + 20R] + \alpha\alpha[20S + 20R])$, равновесные значения 0,67–0,71) [13]. Кроме того, что с повышением уровня термической зрелости ОБ концентрации стеранов и гопанов значительно уменьшаются [22].

В выполненном исследовании, по указанным гопановым и стерановым параметрам зрелости

$C_{32}HSR$, $C_{29}SSR$ и $C_{29}\beta\beta\alpha\alpha$, образцы либо близки, либо уже вступили в главную зону нефтеобразования, что согласуется с результатами вышеприведенных пиролитических исследований, по которым 89 % образцов соответствует стадиям MK_1 – MK_2 .

При этом рассматриваемые молекулярные параметры для образцов стадий MK_3 , MK_1 и MK_2 имеют следующие значения: $C_{32}HSR = 0,58, 0,58$ и $0,57$; $C_{29}SSR = 0,41, 0,52$ и $0,54$; $C_{29}\beta\beta\alpha\alpha = 0,33, 0,55$ и $0,57$ соответственно. Для образцов стадии MK_3 отмечены наименьшие значения параметра $C_{32}HSR$ ($0,51$) и пониженные по сравнению с образцами стадий MK_1 и MK_2 значения параметра $C_{29}SSR$ ($0,46$), значения параметра $C_{29}\beta\beta\alpha\alpha = 0,59$ наибольшие среди образцов в рассматриваемом диапазоне градаций катагенеза ОВ.

Неоднозначное распределение значений параметров $C_{32}HSR$ и $C_{29}SSR$ по стадиям катагенеза может быть связано с влиянием на скорость изомеризации 17α 21β 22 R-бисгомопана литологического состава материнских пород и возможным понижением значений параметра $C_{29}SSR$ на высоких уровнях термической зрелости ОВ (для стадии MK_3) [13]. Полученное распределение значений параметров, во-первых, подтверждает рассмотренный выше тезис об ограниченности использования данных параметров только на начальных этапах главной зоны нефтеобразования и не позволяет провести дифференциацию значений параметров по стадиям катагенеза, во-вторых, показывает возможное влияние генетического и катагенетического факторов на значения параметров $C_{32}HSR$ и $C_{29}SSR$ соответственно. Поэтому эти стерановые и терпановые параметры для построения корреляционных зависимостей с пиролитическими параметрами не рассматривались.

Считается, что более надежная оценка степени катагенеза ОВ пород прогнозируется при использовании молекулярных параметров, рассчитанных по ароматическим соединениям, например по соотношению дибензотиофенов (параметр $MDR = 4-MDBT/1-MDBT$) и триароматических стеранов (параметр $TA(I)/TA(I + II)$), поскольку они являются термически более устойчивыми по сравнению с УВ-биомаркерами на высоких уровнях термической зрелости [22]. В дополнение к указанным ароматическим параметрам для оценки степени катагенеза ОВ баженновской свиты И.В. Гончаровым, А.Э. Конторовичем и др. [1, 15, 16, 23] в качестве информативных рассматриваются параметры $Ts/(Ts + Tm)$, $Ki = (Pr + Ph)/(n-C_{17} + n-C_{18})$.

В соответствии с представлениями о меньшей термодинамической устойчивости соединений, используемых в знаменателях расчетных формул молекулярных параметров MDR , $Ts/(Ts + Tm)$, $TA(I)/TA(I + II)$, значения данных параметров должны закономерно увеличиваться с повышением степени катагенеза ОВ. Напротив, для параметра Ki , отражающего величину отношения изопреноидных алканов к нормальным, значения

параметра должны уменьшаться с увеличением термического преобразования ОВ пород.

Указанные выше закономерности для исследованной выборки образцов прослеживаются с высокими коэффициентами детерминации R^2 при корреляциях с пиролитическими параметрами (рис. 6). Аналогичная картина с высокой степенью взаимосвязи отмечается и при взаимных корреляциях между молекулярными параметрами зрелости MDR , $Ts/(Ts + Tm)$, $TA(I)/TA(I + II)$, Ki . Кроме того, для изученных образцов выявлена хорошая корреляционная зависимость значений параметра $TRICYC/PENT$ от вышеуказанных молекулярных параметров зрелости ОВ, что указывает на большее влияние катагенетического фактора на рассматриваемый параметр. Образцы скв. 8 (рис. 7) характеризуются повышенным содержанием трициклических терпанов относительно пентациклических по сравнению с образцами из других скважин, что также может указывать на большую степень термической зрелости рассматриваемых образцов [13].

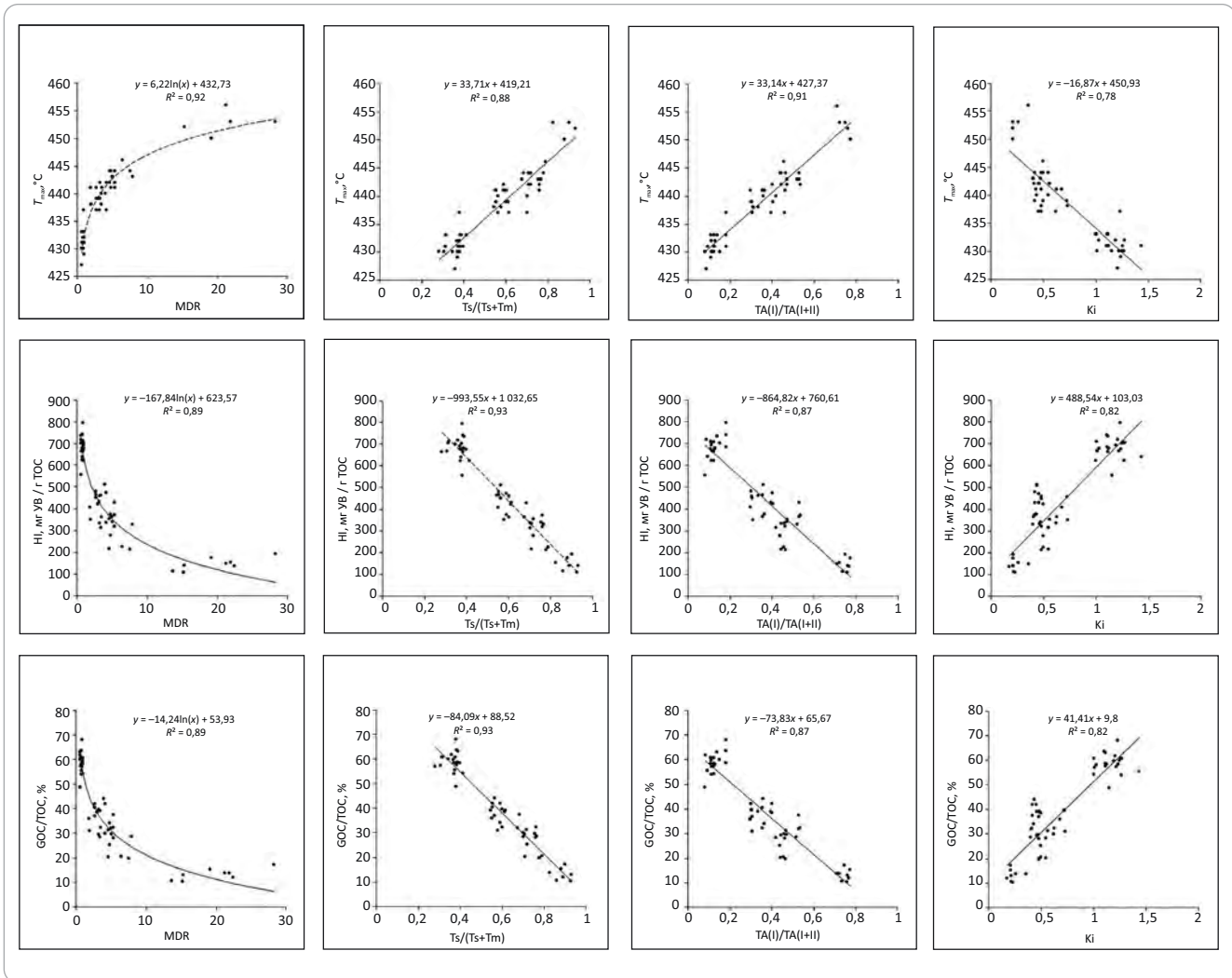
Ранжирование значений молекулярных параметров исследованных образцов в зависимости от R_o позволило выделить диапазоны для ОВ баженновской свиты Красноленинской и Фроловской НГО, соответствующие определенным стадиям шкалы катагенеза (табл. 2). Рис. 8 наглядно демонстрирует дифференциацию образцов соответствующих стадий катагенеза в определенных диапазонах значений молекулярных параметров. Повышение степени катагенеза ОВ пород прослеживается в следующем порядке: наименее зрелые — образцы из скважин 2, 3, 9, средними значениями параметров характеризуются образцы из скважин 1, 4–7, наиболее зрелые — образцы из скв. 8.

Практическую значимость комбинированного использования пиролитических и молекулярных параметров применительно к оценке степени катагенеза нефтегазоматеринских пород можно продемонстрировать на примере образцов скв. 8. Так, по этой скважине для восьми образцов выполнены пиролитические исследования пород и хроматографические анализы группового и молекулярного состава битумоидов (экстракция – групповой анализ – хромато-масс-спектрометрия). По первичным пиролитическим данным несколько образцов имели нехарактерные значения при совместном рассмотрении параметров T_{max} , NI и GOC/TOC относительно основной части образцов. В частности, основная доля образцов выборки имела средние значения $T_{max} = 453$ °C при значении $NI = 161$ мг УВ/г ТОС. Три аномальных образца имели пониженные значения T_{max} , при этом индекс NI также был ниже, чем у других образцов. Это противоречит представлениям о том, что для ОВ пород, имеющих пониженные значения параметра NI , т. е. реализовавших генерационный потенциал (параметр S_2) в большей степени, должны прослеживаться более высокие значения параметра T_{max} .



Рис. 6. Корреляционные взаимосвязи пиролитических и молекулярных параметров ОБ пород баженовской свиты Красноленинской и Фроловской НГО

Fig. 6. Correlations of pyrolytic and molecular parameters of OM from the Bazhenov Fm (Krasnoleninsky and Frolovsky petroleum areas)



По результатам хромато-масс-спектрометрического анализа, все исследованные образцы данной скважины имели схожие значения молекулярных параметров Ki, Ts/(Ts + Tm), MDR, TA(I)/TA(I + II), что указывало на их принадлежность к одной стадии катагенеза и, соответственно, на близость значений показателя R_o .

С помощью уравнения взаимосвязи (см. рис. 6 А) молекулярного параметра MDR и T_{max} авторы статьи рассчитывали теоретическое значение T_{max} , которое должно соответствовать величине данного молекулярного параметра. Для аномальных образцов значения T_{max} , определенные пиролитическим методом, действительно оказались заниженными, и дальнейшее использование этих значений в расчете R_o могло привести к ошибочному отнесению данных образцов к менее зрелым стадиям по шкале катагенеза. На рис. 8 показано, что при корректировке пиролитических значений T_{max} на основе параметра MDR и последующем расчете R_o , точки данных аномальных образцов смещаются

в более зрелую зону (пунктирные круги). Аналогичным образом с помощью пересчетных уравнений взаимосвязи можно рассчитать скорректированные значения индексов HI и GOC/TOC и таким образом получить более достоверную информацию о степени зрелости образцов пород.

Выводы

С использованием комплекса пиролитических и молекулярных параметров проведена оценка уровня термической зрелости ОБ баженовских отложений и их стратиграфических аналогов (нижнетуллейская подсвита) из девяти скважин Красноленинской и Фроловской НГО.

Анализ распределения значений молекулярных параметров Ki, Ts/(Ts + Tm), MDR, TA(I)/TA(I + II) в пределах соответствующей стадии катагенеза показал изменение значений данных параметров в определенных дифференцируемых диапазонах, что указывает на возможность их комбинированного использования с пиролитическими параметрами

Рис. 7. Типовые масс-фрагментограммы по характерному иону m/z 191 насыщенной фракции битумоидов в образцах из скважин 8 (А) и 1–7, 9 (В)

Fig. 7. Typical mass fragmentogram according to specific m/z 191 ion of saturated bitumoid fraction in the samples from well 8 (A), wells 1–7, 9 (B)

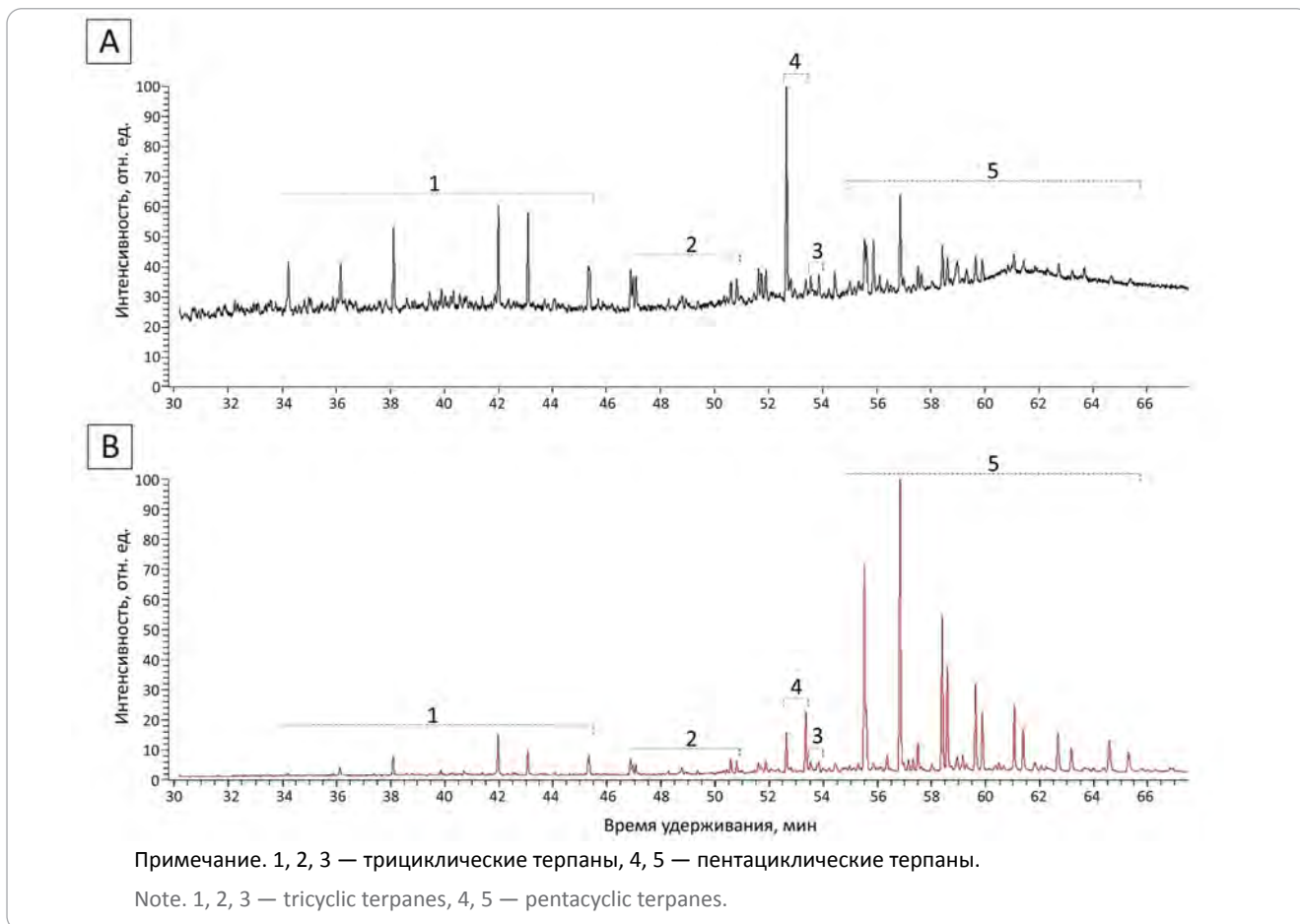


Табл. 2. Значения молекулярных параметров, соответствующих стадиям $ПК_3$ – $МК_1$ – $МК_2$ – $МК_3$ шкалы катагенеза ОБ баженовской свиты в пределах Красноленинской и Фроловской НГО

Tab. 2. Values of molecular parameters corresponding to $ПК_3$ – $МК_1$ – $МК_2$ – $МК_3$ stages of catagenesis of Bazhenov Fm Organic Matter in the Krasnoleninsky and Frolovsky petroleum areas

Число образцов, отнесенных к соответствующей стадии катагенеза	R_o , %	Молекулярные параметры			
		Ki	$Ts/(Ts + Tm)$	MDR	TA (I)/TA (I + II)
$ПК_3$ (R_o от 0,4 до 0,5 %)					
1	0,48	1,21	0,36	0,59	0,09
$МК_1$ (R_o от 0,5 до 0,65 %)					
27	$\frac{0,57 \pm 0,05}{0,51-0,64}$	$\frac{0,98 \pm 0,31}{0,42-1,44}$	$\frac{0,43 \pm 0,12}{0,28-0,7}$	$\frac{1,48 \pm 1,09}{0,57-4,2}$	$\frac{0,19 \pm 0,11}{0,08-0,46}$
$МК_1$ (R_o от 0,5 до 0,65 %)					
22	$\frac{0,07 \pm 0,03}{0,66-0,76}$	$\frac{0,45 \pm 0,12}{0,18-0,68}$	$\frac{0,71 \pm 0,11}{0,55-0,93}$	$\frac{64 \pm 4,8}{1,9-22,5}$	$\frac{0,48 \pm 0,13}{0,30-0,77}$
$МК_3$ (R_o от 0,85 до 1,15 %)					
5	$\frac{0,99 \pm 0,05}{0,92-1,07}$	$\frac{0,25 \pm 0,06}{0,21-0,36}$	$\frac{0,89 \pm 0,04}{0,83-0,93}$	$\frac{21,2 \pm 4,8}{15,3-28,4}$	$\frac{0,74 \pm 0,03}{0,71-0,78}$

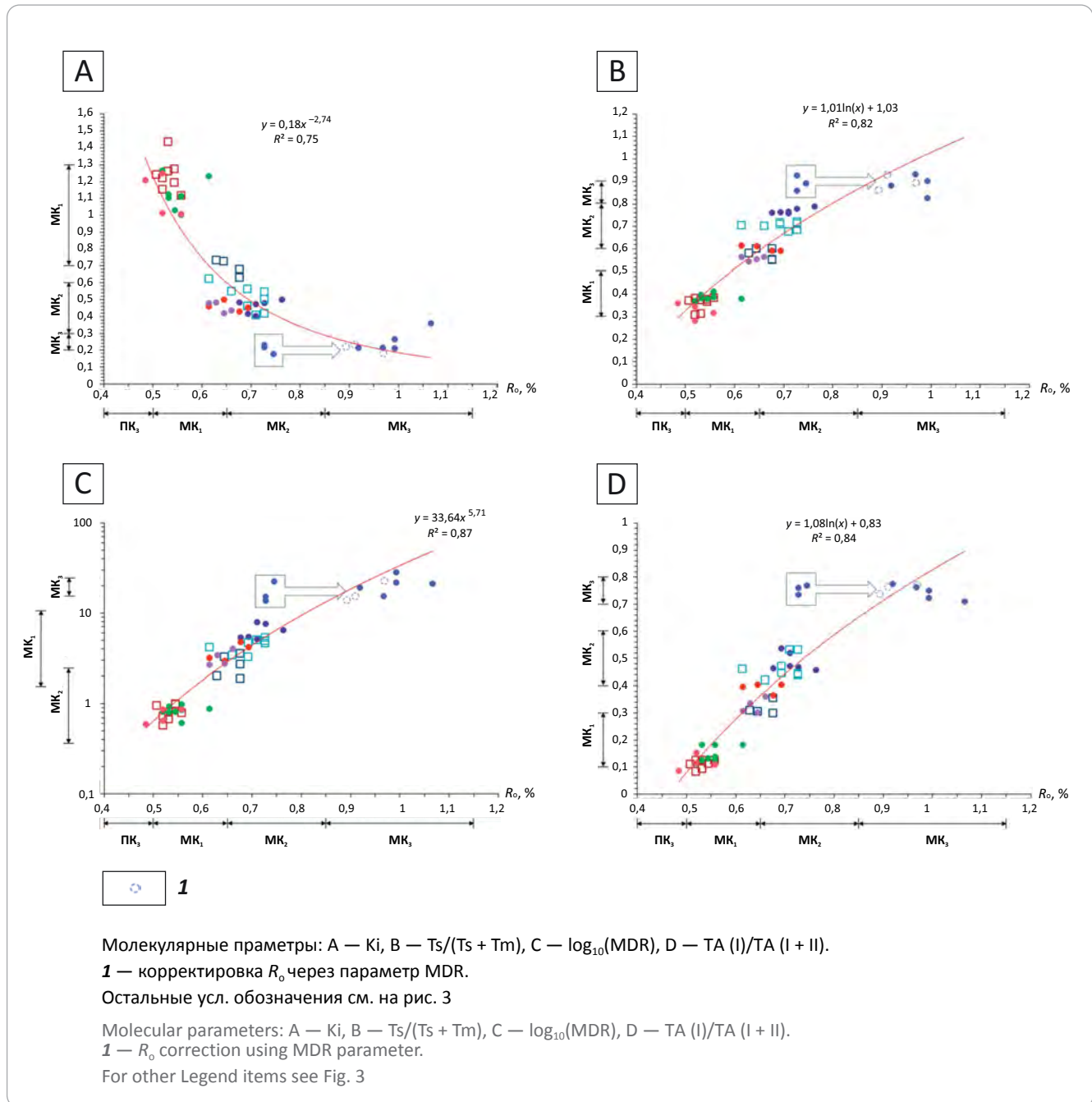
Примечание. Числитель — средние арифметические значения \pm стандартное отклонение, знаменатель — диапазон изменения значений параметров. R_o — расчетное значение через пиролитический параметр T_{max} по методике, приведенной в работе [4].

Note. Numerator shows arithmetic mean values \pm standard deviation, denominator — range of parameter value changes. R_o — value calculated using T_{max} pyrolytic parameter in accordance with methodology presented in [4].



Рис. 8. Диапазоны значений молекулярных параметров при группировке образцов по стадиям катагенеза и их корреляция с показателем R_o для ОВ пород баженновской свиты Красноленинской и Фроловской НГО

Fig. 8. Ranges of molecular parameter values when samples are grouped according to catagenesis stage, and their correlation with R_o indicator for OM from the Bazhenov Fm (Krasnoleninsky and Frolovsky petroleum areas)



при оценке степени катагенеза ОВ. Информативность рассмотренных молекулярных параметров катагенеза подтверждается высокими значениями коэффициентов детерминации R^2 при построении корреляционных зависимостей между параметрами (пиролитическими и молекулярными).

Полученные числовые значения диапазонов изменения молекулярных параметров могут быть использованы для отнесения образцов баженновской свиты Красноленинской и Фроловской НГО к соответствующей стадии катагенеза (PK_3 – MK_3).

Выполненное исследование показывает, что изучение корреляционных зависимостей между молекулярными и пиролитическими параметрами дает весьма ценную информацию при проведении комплексных геохимических исследований с возможностью коррективки одних параметров через другие, что позволяет наиболее достоверно определять генетические и катагенетические характеристики ОВ для корректного восстановления истории преобразования ОВ и дальнейшего использования полученных данных, например в бассейновом моделировании.

Литература

1. Гончаров И.В., Самойленко В.В., Обласов Н.В., Носова С.В. Молекулярные параметры катагенеза органического вещества пород баженновской свиты Томской области // Геология нефти и газа. – 2004. – № 5. – С. 53–59.
2. Конторович А.Э., Трофимук А.А. Литогенез и нефтегазообразование // Горючие ископаемые. Проблемы геологии и геохимии нафтидов и битуминозных пород / Под ред. Н.Б. Вассоевича. – М. : Наука, 1976. – С. 19–36.
3. Неручев С.Г., Вассоевич Н.Б., Лопатин Н.В. О шкале катагенеза в связи с нефтегазообразованием // Горючие ископаемые. Проблемы геологии нафтидов и битуминозных пород / Под ред. Н.Б. Вассоевича. – М. : Наука, 1976. – С. 47–62.
4. Калмыков А.Г., Карпов Ю.А., Топчий М.С., Фомина М.М., Мануилова Е.А., Шереметьева Е.В., Третьякова И.О., Пронина Н.В., Шишков В.А., Балушкина Н.С., Фадеева Н.П., Ступакова А.В., Калмыков Г.А. Влияние катагенетической зрелости на формирование коллекторов с органической пористостью в баженновской свите и особенности их распространения // Георесурсы. – 2019. – Т. 21. – № 2. – С. 159–171. DOI: 10.18599/grs.2019.2.159-171.
5. Гусев И.М., Панченко И.В., Смирнова М.Е., Талдыкин Я.Б., Куликов П.Ю. Подходы к оценке зрелости органического вещества в баженновском горизонте по данным сопоставления пиролитических параметров, литологии и стратиграфии разрезов [Электронный ресурс] // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии : мат-лы VIII Всероссийского совещания с международным участием, онлайн-конференция (7–10 сентября 2020 г.). – 2020 г. – С. 54–58. – Режим доступа: <http://www.mmtk.ginras.ru/pdf/Gusev%20et%20al,%202020.pdf> (дата обращения: 01.11.2021).
6. Вторушина Э.А., Булатов Т.Д., Козлов И.В., Вторушин М.Н. Современный метод определения пиролитических параметров горных пород // Геология нефти и газа. – 2018. – № 2. – С. 71–77. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-71-77.
7. Кульков М.Г., Вторушина Э.А. Ускоренная экстракция ASE — как эффективный метод извлечения битумоидов при выполнении пиролитических и хроматографических исследований кернового материала // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры : мат-лы двадцать второй научно-практической конференции (Ханты-Мансийск, 18–21 ноября 2019 г.). В 2 т. Т. 2 / Под ред. А.В. Шпильмана, В.А. Волкова. – Ханты-Мансийск : АУ "НАЦ РН им. В.И. Шпильмана", 2019. – С. 79–90.
8. Немова В.Д. Многоуровневая литологическая типизация пород баженновской свиты // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 8. – С. 13–17. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-8-13-17.
9. Панченко И.В., Немова В.Д., Смирнова М.Е., Ильина М.В., Барабошкин Е.Ю., Ильин В.С. Стратификация и детальная корреляция баженновского горизонта в центральной части Западной Сибири по данным литолого-палеонтологического изучения и ГИС // Геология нефти и газа. – 2016. – № 6. – С. 1–13.
10. Козлова Е.В., Фадеева Н.П., Калмыков Г.А., Балушкина Н.С., Пронина Н.В., Полудеткина Е.Н., Костенко О.В., Юрченко А.Ю., Борисов Р.С., Бычков А.Ю., Калмыков А.Г., Хамидуллин Р.А., Стрельцова Е.Д. Технология исследования геохимических параметров органического вещества керогеносыщенных отложений (на примере баженновской свиты, Западная Сибирь) // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – 2015. – № 5. – С. 44–53.
11. Фомин А.Н., Беляев С.Ю., Красавчиков В.О., Истомин А.В. Факторы катагенеза органического вещества в юрских отложениях Западно-Сибирского мегабассейна // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 129–135.
12. Фадеева Н.П., Морозов Н.В., Бакай Е.А., Фролов С.В. Геохимические предпосылки нефтегазоносности Березовской впадины (Восточная Сибирь) // Георесурсы. – 2021. – Т. 23. – № 2. – С. 44–45. DOI: 10.18599/grs.2021.2.4.
13. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide. – Cambridge university press, 2005. – V. 2. – 538 p.
14. Ступакова А.В., Соколов А.В., Соболева Е.В., Кирюхина Т.А., Курасов И.А., Бордюк Е.В. Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири // Георесурсы. – 2015. – Т. 61. – № 2. – С. 63–76. DOI: 10.18599/grs.61.2.6.
15. Конторович А.Э., Меленевский В.Н., Иванова Е.Н., Фомин А.Н. Фенантроны, ароматические стераны и дибензотиофены в юрских отложениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и их значение для органической геохимии // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45. – № 7. – С. 873–883.
16. Сотнич И.С., Костырева Е.А. Ароматические соединения в битумоидах баженновской свиты севера Хантейской гемаинтеклизы // Георесурсы. – 2021. – Т. 23. – № 1. – С. 42–51. DOI: 10.18599/grs.2021.1.4.
17. Connan J., Cassou A.M. Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1980. – V. 44. – № 1. – P. 1–23.
18. Huang Wen-Yen., Meinschein W.G. Sterols as ecological indicators // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1979. – V. 43. – № 5. – P. 739–745. DOI:10.1016/0016-7037(79)90257-6.
19. Peters K.E., Ramos L.S., Zumberge J.E., Valin Z.C., Scotese C.R., Gautier D.L. Curcum Arctic petroleum systems identified using decision-tree chemometrics // AAPG Bulletin. – 2007. – V. 91. – № 6. – P. 877–913. DOI:10.1306/12290606097.
20. Chakhmakhchev A., Suzuki N. Saturate biomarkers and aromatic sulfur compounds in oils and condensates from different source rock lithologies of Kazakhstan, Japan and Russia // Organic Geochemistry. – 1995. – V. 23. – № 4. – P. 289–299. DOI:10.1016/0146-6380(95)00050-O.
21. Mackenzie A.S., Beaumont C., McKenzie D.P. Estimation of the kinetics of geochemical reactions with geophysical models of sedimentary basins and applications // Organic geochemistry. – 1984. – V. 6. – P. 875–884.
22. He Chuan, Huang Haiping, Wang Qianru, Li Zongxing. Correlation of Maturity Parameters Derived from Methylphenanthrenes and Methylthiophenes in the Carboniferous Source Rocks from Qaidam Basin, NW China // Geofluids. – 2019. – V. 2019. – № 8. DOI:10.1155/2019/5742902.
23. Гончаров И.В., Самойленко В.В., Носова С.В., Обласов Н.В. Способ определения зрелых нефтематеринских пород [Электронный ресурс] // Патент № 2261438. – Заявитель и патентообладатель ОАО «ТомскНИПинефть». – 8 с. – Режим доступа: https://viewer.rusneb.ru/ru/000224_000128_0002261438_20050927_C1_RU?page=1&rotate=0&theme=black (дата обращения 04.11.2022).

References

1. Goncharov I.V., Samoilenko V.V., Oblasov N.V., Nosova S.V. Molecular parameters of OM catagenesis of Bazhenov suite of Tomsk area. *Geologiya nefi i gaza*. 2004;(5):53–59. In Russ.

2. *Kontorovich A.E., Trofimuk A.A.* Litogenez i neftegazooobrazovanie [Lithogenesis and oil and gas formation]. In: N.B. Vassoevich, ed. Goryuchie iskopaemye. Problemy geologii i geokhimii naftidov i bituminoznykh porod. Moscow: Nauka; 1976. pp. 19–36. In Russ.
3. *Neruchev S.G., Vassoevich N.B., Lopatin N.V.* O shkale katageneza v svyazi s neftegazooobrazovaniem [On the scale of catagenesis in connection with oil and gas formation]. In: N.B. Vassoevich, ed. Goryuchie iskopaemye. Problemy geologii i geokhimii naftidov i bituminoznykh porod. Moscow: Nauka; 1976. pp. 47–62. In Russ.
4. *Kalmykov A.G., Karpov Yu.A., Topchiy M.S., Fomina M.M., Manuilova E.A., Sheremeteva E.V., Tretyakova I.O., Pronina N.V., Shishkov V.A., Balushkina N.S., Fadeeva N.P., Stoupakova A.V., Kalmykov G.A.* The effect of catagenetic maturity on the formation of reservoirs with organic porosity in the Bazhenov formation and peculiarities of their extension. *Georesursy = Georesources*. 2019;21(2):159–171. DOI: 10.18599/grs.2019.2.159-171. In Russ.
5. *Gusev I.M., Panchenko I.V., Smirnova M.E., Taldykin Y.B., Kulikov P.Yu.* Approaches to assessing the maturity of organic matter in the Bazhenov formation according to a comparison of pyrolytic parameters, lithology and stratigraphy of sections. In: Jurassic System of Russia: Problems of stratigraphy and palaeogeography. Proceedings of the VIIIth All-Russian Meeting with international participation (Online, September 7–10, 2020). Syktyvkar; 2020. pp. 54–58. Available at: <http://www.mmtk.ginras.ru/pdf/Gusev%20et%20al,%202020.pdf> (accessed on 01.11.2021). In Russ.
6. *Vtorushina E.A., Bulatov T.D., Kozlov I.V., Vtorushin M.N.* The advanced technique for determination of pyrolysis parameters of rocks. *Geologiya nefiti i gaza*. 2018;(2):71–77. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-71-77. In Russ.
7. *Kul'kov M.G., Vtorushina E.A.* Uskorennaya ehkstraksiya ASE - kak ehffektivnyi metod izvlecheniya bitumoidov pri vypolnenii piroliticheskikh i khromatograficheskikh issledovaniy kernovogo materiala [Accelerated extraction of ASE — as an effective method of extraction of bitumoids when performing pyrolytic and chromatographic studies of core material]. In: A.V. Shpil'man, V.A. Volkov, eds. Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala Khanty-Mansiiskogo avtonomnogo okruga – Yugry : materialy dvadtsat' vtoroi nauchno-prakticheskoi konferentsii (Khanty-Mansiisk, November 18–21, 2019). In 2 V. V. 1. Khanty-Mansiisk: AU "NATS RN im. V.I. Shpil'mana"; 2019. pp. 79–90. In Russ.
8. *Nemova V.D.* Multi-level lithological typization of rocks of the Bazhenov Formation. *Oil Industry*. 2019;(8):13–17. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-8-13-17. In Russ.
9. *Panchenko I.V., Nemova V.D., Smirnova M.E., Ilyina M.V., Baraboshkin E.Yu., Ilyin V.S.* Stratification and detailed correlation of Bazhenov horizon in the central part of the Western Siberia according to lithological and paleontological core analysis and well logging. *Geologiya nefiti i gaza*. 2016;(6):1–13. In Russ.
10. *Kozlova E.V., Fadeeva N.P., Kalmykov G.A., Balushkina N.S., Pronina N.V., Poludetkina E.N., Kostenko O.V., Yurchenko A.Yu., Borisov R.S., Bychkov A.Yu., Kalmykov A.G., Khamidullin R.A., Streltsova E.D.* Geochemical technique of organic matter research in deposits enriched in kerogen (the Bazhenov formation, West Siberia). *Moscow University Geology Bulletin*. 2015;(5):44–53. In Russ.
11. *Fomin A.N., Belyaev S.Yu., Krasavchikov V.O., Istomin A.V.* Factors of organic matter maturity in Jurassic deposits of the West Siberian megabasin. *Geologiya nefiti i gaza*. 2014;(1):129–135. In Russ.
12. *Fadeeva N.P., Morozov N.V., Bakai E.A., Frolov S.V.* Geochemical background of Berezovsky depression oil and gas potential (Eastern Siberia). *Georesursy = Georesources*. 2021;23(2):44–55. DOI: 10.18599/grs.2021.2.4. In Russ.
13. *Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M.* The biomarker guide. V. 2. Cambridge university press; 2005. 538 p.
14. *Stoupakova A.V., Sokolov A.V., Soboleva E.V., Kiryukhina T.A., Kurasov I.A., Borydyug E.V.* Geological survey and petroleum potential of Paleozoic deposits in the Western Siberia. *Georesursy = Georesources*. 2015;2(61):63–76. DOI: 10.18599/grs.61.2.6. In Russ.
15. *Kontorovich A.E., Melenevsky V.N., Ivanova E.N., Fomin A.N.* Phenanthrenes, aromatic steranes, and dibenzothiophenes in jurassic deposits of the West Siberian petroleum province: implications for organic geochemistry. *Russian Geology and Geophysics*. 2004;45(7):873–883. In Russ.
16. *Sotnich I.S., Kostyreva E.A.* Aromatic compounds in bitumoids of the Bazhenov Formation in the North of the Khantey hemiantheclise. *Georesursy = Georesources*. 2021;23(1):42–51. DOI DOI: 10.18599/grs.2021.1.4. In Russ.
17. *Connan J., Cassou A.M.* Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels. *Geochimica et Cosmochimica Acta*. 1980;44(1):1–23.
18. *Huang Wen-Yen., Meinschein W.G.* Sterols as ecological indicators. *Geochimica et Cosmochimica Acta*. 1979;43(5):739–745. DOI:10.1016/0016-7037(79)90257-6.
19. *Peters K.E., Ramos L.S., Zumberge J.E., Valin Z.C., Scotese C.R., Gautier D.L.* Curcum Arctic petroleum systems identified using decision-tree chemometrics. *AAPG Bulletin*. 2007;91(6):877–913. DOI:10.1306/12290606097.
20. *Chakhmakhchev A., Suzuki N.* Saturate biomarkers and aromatic sulfur compounds in oils and condensates from different source rock lithologies of Kazakhstan, Japan and Russia. *Organic Geochemistry*. 1995;23(4):289–299. DOI:10.1016/0146-6380(95)00050-O.
21. *Mackenzie A.S., Beaumont C., McKenzie D.P.* Estimation of the kinetics of geochemical reactions with geophysical models of sedimentary basins and applications. *Organic geochemistry*. 1984;6:875–884.
22. *He Chuan, Huang Haiping, Wang Qianru, Li Zongxing.* Correlation of Maturity Parameters Derived from Methylphenanthrenes and Methyl dibenzothiophenes in the Carboniferous Source Rocks from Qaidam Basin, NW China. *Geofluids*. 2019;2019(8). DOI:10.1155/2019/5742902.
23. *Goncharov I.V., Samoilenko V.V., Nosova S.V., Oblasov N.V.* Sposob opredeleniya zrelykh neftematerinskikh porod [Method of determination of mature source rocks] Patent № 2261438. Available at: https://viewer.rusneb.ru/ru/000224_000128_0002261438_20050927_C1_RU?page=1&rotate=0&theme=black (accessed: 04.11.2022). In Russ.

Информация об авторах

Салахидинова Гульмира Темирхановна

Кандидат геолого-минералогических наук,
старший научный сотрудник

АУ «Научно-аналитический центр
рационального недропользования им. В.И. Шпильмана»,

628007 Ханты-Мансийск, ул. Студенческая, д. 2

e-mail: g.salakhidinova@gmail.com

ORCID ID: 0000-0003-4055-6831

SCOPUS ID: 56088071000

ResearcherID: ABC-7640-2021

Кульков Михаил Григорьевич

заведующий лабораторией

АУ «Научно-аналитический центр
рационального недропользования им. В.И. Шпильмана»,

628007 Ханты-Мансийск, ул. Студенческая, д. 2

e-mail: mgk83@bk.ru

ORCID ID: 0000-0002-1784-6315

SCOPUS ID: 36496932700

ResearcherID: ABC-2456-2021

Вторушина Элла Александровна

Кандидат химических наук,

заместитель директора по научной работе

АУ «Научно-аналитический центр
рационального недропользования им. В.И. Шпильмана»,

628007 Ханты-Мансийск, ул. Студенческая, д. 2

e-mail: vtorushinaea@nacrn.hmao.ru

ORCID ID: 0000-0002-3068-7603

SCOPUS ID: 24450935300

Information about authors

Gulmira T. Salakhidinova

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Senior Researcher

Autonomous Institution "V.I. Shpilman research and analytical
Centre for the rational use of the subsoil",

2, Studencheskaya Street, Khanty-Mansiysk, 628007, Russia

e-mail: g.salakhidinova@gmail.com

ORCID ID: 0000-0003-4055-6831

SCOPUS ID: 56088071000

ResearcherID: ABC-7640-2021

Mikhail G. Kul'kov

Head of the Laboratory

Autonomous Institution "V.I. Shpilman research and analytical
Centre for the rational use of the subsoil",

2, Studencheskaya Street, Khanty-Mansiysk, 628007, Russia

e-mail: mgk83@bk.ru

ORCID ID: 0000-0002-1784-6315

SCOPUS ID: 36496932700

ResearcherID: ABC-2456-2021

Ella A. Vtorushina

Candidate of Chemical Sciences,

Deputy Director for Research

Autonomous Institution "V.I. Shpilman research and analytical
Centre for the rational use of the subsoil",

2, Studencheskaya Street, Khanty-Mansiysk, 628007, Russia

e-mail: vtorushinaea@nacrn.hmao.ru

ORCID ID: 0000-0002-3068-7603

SCOPUS ID: 24450935300