

УДК 550.8.01: 550.85

doi: 10.55959/MSU0579-9406-4-2026-65-2-58-69

**ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО ГОРЮЧИХ СЛАНЦЕВ ВОЛЖСКОГО БАСЕЙНА**

**Полина Григорьевна Зотова<sup>1</sup>, Мария Александровна Большакова<sup>2</sup>✉,  
Елена Юрьевна Макарова<sup>3</sup>, Наталия Владимировна Пронина<sup>4</sup>,  
Анастасия Петровна Вайтехович<sup>5</sup>, Руслан Айратович Хамидуллин<sup>6</sup>,  
Валерий Сергеевич Илясов<sup>7</sup>**

<sup>1</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; polinalisiano@gmail.com<sup>2</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; m.bolshakova@oilmsu.ru✉<sup>3</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; lenamakarova87@yandex.ru<sup>4</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; nvproncl@mail.ru<sup>5</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; nastyavait@mail.ru<sup>6</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; ruslan\_msu@mail.ru<sup>7</sup> ООО «Газпромнефть-Ямал», Тюмень, Россия; 230989@list.ru

**Аннотация.** Данная работа посвящена комплексному изучению состава, свойств и генерационного потенциала органического вещества горючих сланцев месторождений Волжского бассейна. Полученные результаты показали, что органическое вещество представлено преимущественно мацералами группы липтинита, степень преобразованности низкая (протокатагенез), отложения обладают превосходным нефтегазогенерационным потенциалом. Для разных месторождений горючих сланцев отмечены вариации состава органического вещества и минеральных компонентов.

**Ключевые слова:** верхнеюрские отложения, сапропелевое органическое вещество, петрография органического вещества, мацералы, горючие сланцы, Волжский сланценосный бассейн, кинетические спектры

**Для цитирования:** Зотова П.Г., Большакова М.А., Макарова Е.Ю., Пронина Н.В., Вайтехович А.П., Хамидуллин Р.А., Илясов В.С. Органическое вещество горючих сланцев Волжского бассейна // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2026. № 2. С. 58–69.

**THE ORGANIC MATTER OF THE VOLGA BASIN OIL SHALES**

**Polina G. Zotova<sup>1</sup>, Maria A. Bolshakova<sup>2</sup>✉, Elena Yu. Makarova<sup>3</sup>, Natalya V. Pronina<sup>4</sup>,  
Anastasiya P. Vaitekhovich<sup>5</sup>, Ruslan A. Khamidullin<sup>6</sup>, Valeriy S. Ilyasov<sup>7</sup>**

<sup>1</sup> Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; polinalisiano@gmail.com<sup>2</sup> Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; m.bolshakova@oilmsu.ru✉<sup>3</sup> Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; lenamakarova87@yandex.ru<sup>4</sup> Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; nvproncl@mail.ru<sup>5</sup> Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; nastyavait@mail.ru<sup>6</sup> Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; ruslan\_msu@mail.ru<sup>7</sup> ООО «Газпромнефть-Ямал», Тюмень, Россия; 230989@list.ru

**Abstract.** The article is devoted to study of the composition, properties and generation potential of organic matter of oil shale deposits in the Volga basin. The results showed that the organic matter is mainly represented by macerals of the liptinite group, the maturity is low (protocatagenesis), and the deposits have an “excellent” (maximum) oil and gas generation potential. Variations in the composition of organic matter and mineral components are noted for different oil shale deposits.

**Keywords:** Upper Jurassic sediments, sapropelic organic matter, petrography of organic matter, macerals, oil shales, Volga shale basin, kinetic spectra

**For citation:** Zotova P.G., Bolshakova M.A., Makarova E.Yu., Pronina N.V., Vaitekhovich A.P., Khamidullin R.A., Ilyasov V.S. The organic matter of the Volga basin oil shales. *Moscow University Geol. Bull.* 2026; 2: 58–69. (In Russ.).

**Введение.** Горючие сланцы — твердое горючее полезное ископаемое. Представляют собой осадочные тонкозернистые горные породы, обогащенные катагенетически слабо преобразованным сапропелевым органическим веществом (ОВ) [Зеленин, 1983]. Интерес геологов-нефтяников связан прежде всего с рассмотрением их в качестве потенциально нефтегазоматеринских пород, причем исходное (не затронутое еще катагенезом) состояние в них ОВ

позволяет максимально полно исследовать его состав и оценить генерационный потенциал. Таким образом, горючие сланцы являются идеальным объектом для изучения.

Данная работа посвящена исследованию органического вещества верхнеюрских горючих сланцев нескольких месторождений Волжского сланценосного бассейна с целью представить детальную характеристику ОВ на современном аналитическом уровне.

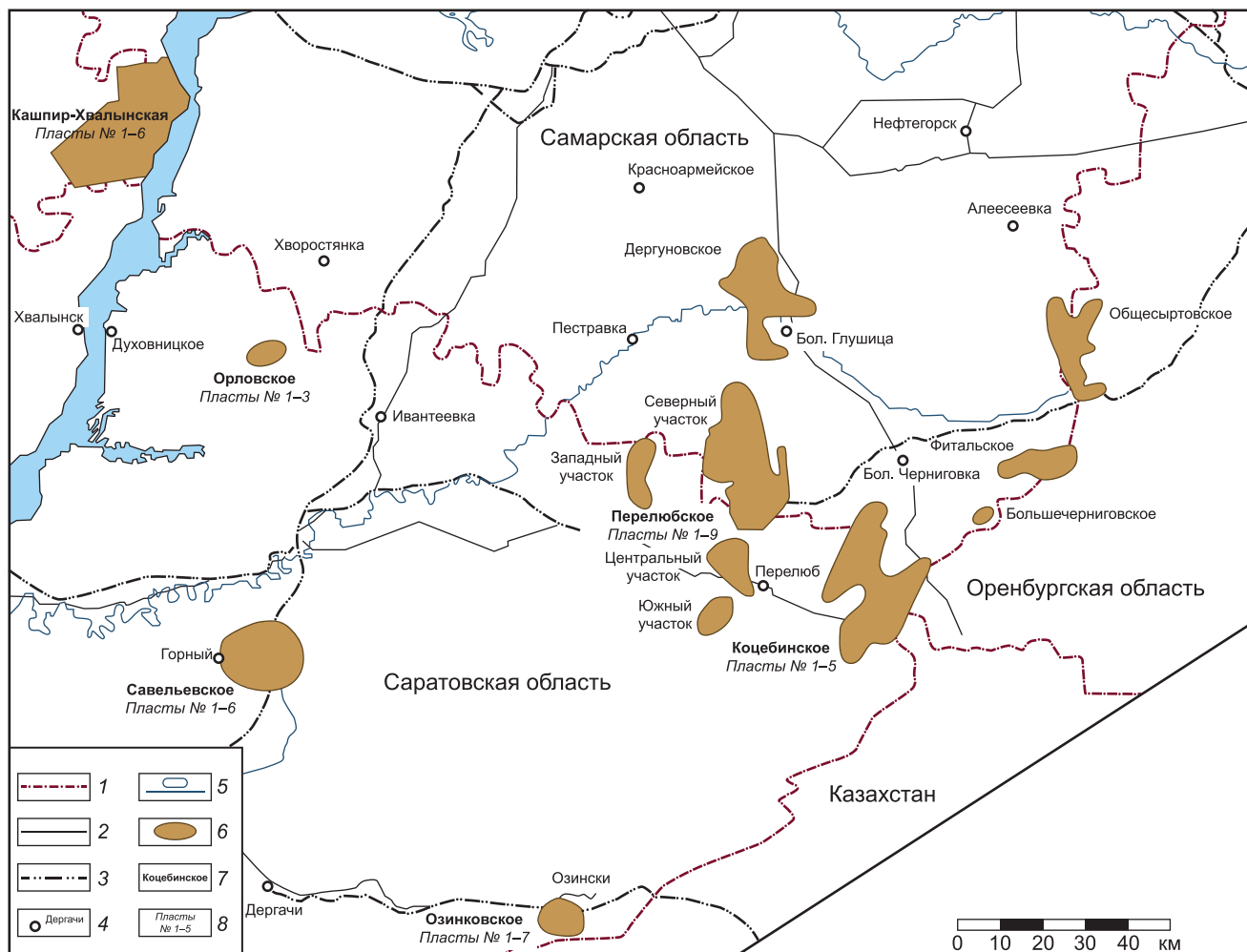


Рис. 1. Обзорная схема месторождений горючих сланцев Волжского сланценосного бассейна по материалам [Самородов и др., 1983]: 1 — административные границы, 2 — автомобильные дороги, 3 — железные дороги, 4 — населенные пункты, 5 — гидросеть, 6 — месторождения, 7 — название месторождения, 8 — количество продуктивных пластов

Месторождения горючих сланцев Волжского бассейна известны с середины XIX в. и достаточно подробно описаны в геологических трудах, посвященных стратиграфическим исследованиям. Геологоразведочные работы на этих месторождениях начались еще в 1920-х годах, а планомерное изучение относится к началу 1940-х в связи с их энергетическим и химико-технологическим использованием. 1970–1980-е годы отмечены геологоразведочными и тематическими работами на отдельных месторождениях бассейна.

Горючим сланцам Волжского бассейна посвящены детальные работы Внукова А.В. [1983] и Хрусталева Г.К. [1985], Явхуты Г.В. [1978], Илясова В.С. [2020], но комплексное исследование ОВ методами органической петрографии и геохимии ранее не проводилось, что, вероятно, связано с тем, что такой подход к исследованию твердых горючих ископаемых приобрел популярность относительно недавно в связи с работами по извлечению нефти и газа из «нетрадиционных» коллекторов — например, высокоуглеродистых формаций (ВУФ) [Ступакова и др., 2015, 2017; Карпушин и др., 2022, 2023; Завьялова и др., 2023; Калмыков и др., 2017; Санникова, 2019].

Волжский сланценосный бассейн расположен на юго-востоке Восточно-Европейской платформы в Нижнем Поволжье, на территории, имеющей развитую инфраструктуру (рис. 1), что создает благоприятные экономические предпосылки для освоения месторождений. В настоящее время добыча горючих сланцев ведется только на Кашпирском месторождении (АО «Медхим»).

В структурном отношении бассейн приурочен к Бузулукской, Мелекесской, Сосновской, Кузнецовской, Неверинской впадинам, Пугачевскому, Жигулевскому, Токмовскому сводам, Сокской седловине (рис. 2). На севере граница бассейна эрозионная, совпадает с выходами верхнеюрских отложений на поверхность; на западе и востоке граница условная, приблизительно совпадает с фациальным замещением горючих сланцев глинами; на юге граница не установлена, но, по данным единичных пробуренных скважин, можно предположить, что сланценосные отложения погружаются и имеют продолжение в акватории Каспийского моря [Прокофьева, 1988].

Отложения, вмещающие пласты горючих сланцев, приурочены к волжскому ярусу верхней юры с максимумом развития горючих сланцев в аммо-

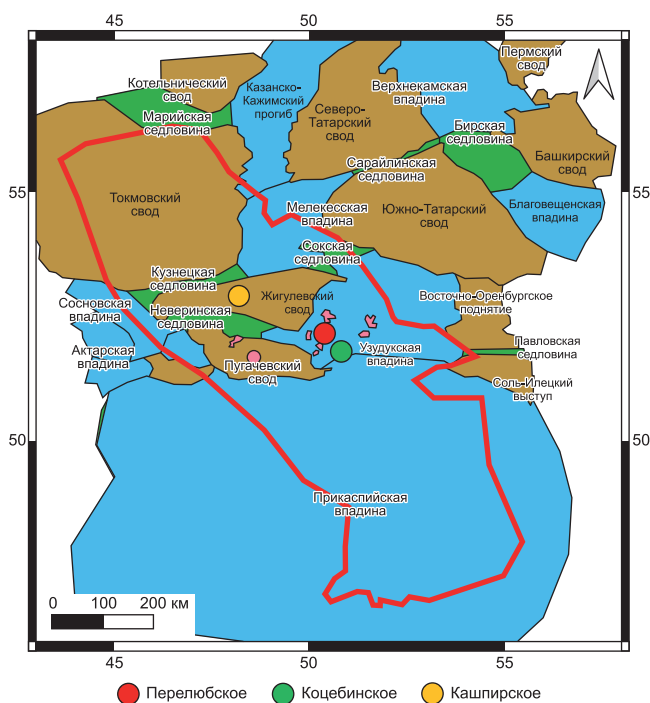


Рис. 2. Тектоническая схема с условными границами Волжского бассейна по материалам ФГУП «НВНИИГТ» и ИГИРГИ. Группа месторождений в центральной части бассейна

нитовой зоне *Dorsoplanites panderi* средневожского подъяруса. Сланценовые отложения залегают со стратиграфическим несогласием на породах различного возраста: от раннепермского до позднеюрского (оксфордского), перекрываются разновозрастными образованиями от нижнемеловых до четвертичных и местами выходят на дневную поверхность [Орлова, Жариков, 2021].

Суммарная мощность отложений, не затронутых последующим размытием, изменяется от 23 до 133 м. Они сложены, преимущественно, глинистыми породами, включающими пласты и пропластки горючих сланцев толщиной от 0,05 до 12,0 м [Иовлев, 1990].

Геодинамическая обстановка юрско-палеогенового времени характеризуется общей широкой трансгрессией со стороны Тетиса. В среднеюрскую эпоху море наступает с юго-востока и севера и проникает в Саратовскую впадину. Формирование осадков связано с наличием широкого пролива, соединявшего в юрское время Арктические и Южные моря на юге Евразии, что приводило к соединению бореальных и тетических бассейнов и смешиванию разнотемпературных вод. Однако, эта связь не была постоянной и временами прерывалась. Морской бассейн волжского времени протягивался широкой меридиональной полосой через всю восточную часть Восточно-Европейской платформы (рис. 3). На заключительном этапе позднеюрского времени (в волжский век) сформировались отложения, существенно обогащенные органическим веществом [Атлас..., 2002].

Средневожское время, а точнее фаза *Dorsoplanites panderi*, было наиболее благоприятным для образо-



Рис. 3. Фрагмент палеогеографической карты волжского века поздней юры [Атлас..., 1968]: 1 — морские условия осадконакопления; 2 — континентальные условия осадконакопления; красным контуром условно показано положение Волжского сланценового бассейна; группа месторождений в центральной части бассейна

вания сапропелевых отложений. На огромных акваториях эпиконтинентального морского бассейна с небольшими глубинами в 50–100 м (зона мелкого шельфа) море было теплым, прогретым, что способствовало развитию планктонных организмов, водной растительности и многообразной фауны, которые и сформировали толщи сапропелевых илов. Незначительные колебательные движения приводили к чередованию глинистых и глинисто-сапропелевых осадков.

С наступлением фазы *Virgatites Virgatus* тектоническая обстановка несколько усложнилась — в волжском бассейне произошло повсеместное поднятие, в результате которого накопление сапропелевых отложений прекратилось [Явхута, 1978].

Морские обстановки осадконакопления сохранялись до конца эоценовой эпохи. В позднеолигоценное время происходит воздымание территории, связанное с проявлением крупной савской фазы складчатости, начинается активное проявление денудационных процессов, и на всей рассматриваемой территории формируется олигоценная денудационная равнина.

**Материалы и методы исследований.** Для исследований была использована коллекция аншлифов

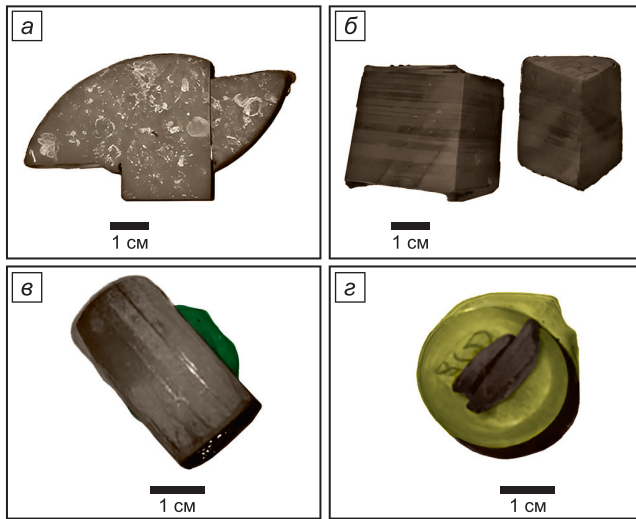


Рис. 4. Образцы ядерного материала Перелюбского месторождения — обр. 11 (а), обр. 20 (б); аншлифы Перелюбского месторождения — обр. 8(1) (в), обр. 8(2) (з)

(20 штук) и образцов ядерного материала горючих сланцев Волжского бассейна трех месторождений: Перелюбского (9 образцов), Кашпирского (3 образца) и Коцебинского (3 образца) (рис. 4). Образцы для исследований предоставлены Илясовым В.С.

Проведенный комплекс исследований включал: пиролизические и кинетические исследования, рентгенофазовый анализ (РФА), литологическое описание шлифов горючих сланцев, исследование мацерального состава ОВ в аншлифах.

Геохимические исследования проводились в лабораториях кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова, на пиролизаторе Rock-Eval 6 Standard (Vinci Technologies), также была использована база данных с результатами исследований, выполненных Илясовым В.С. [2020].

Петрографические исследования проводились в лаборатории угля кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ на установке QDI302 (CraicTechnologies) согласно ГОСТам: Р 55663-2013 (соответствует международному стандарту ISO 7404-2:2009) «Методы петрографического анализа углей. Ч. 2: Методы подготовки проб углей»; Р 55662-2013 (соответствует международному стандарту ISO 7404-3:2009) «Методы петрографического анализа углей. Ч. 3: Методы определения мацерального состава». Петрографические исследования проведены с 50-кратным увеличением, в масляной иммерсии в простом отраженном белом свете, а также в ультрафиолетовом (УФ) свете с голубым (UV blue) фильтром.

Литолого-петрографические исследования шлифов ядерного материала были выполнены для сланцев Перелюбского (скважина № 559) и Коцебинского месторождений (скважина № 133) с использованием микроскопа AxioLab A1 POL [Илясов, 2020].

РФА выполнялся на рентгеновском дифрактометре ДРОН-3М с гониометрами ГУР-8 на кафедре

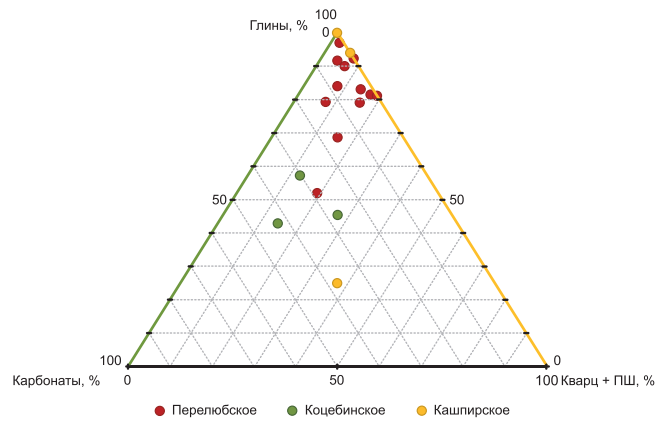


Рис. 5. Минеральный состав горючих сланцев месторождений Волжского бассейна

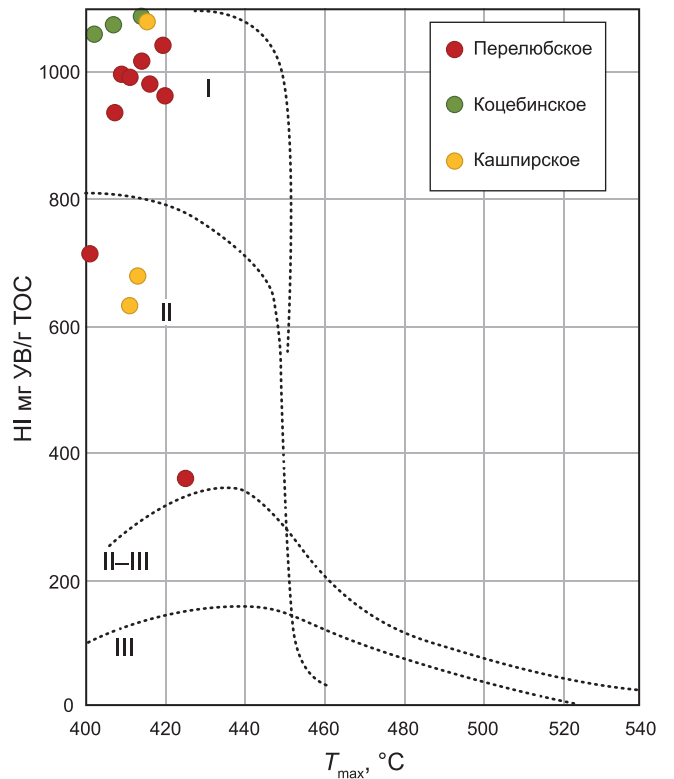


Рис. 6. Результаты пиролизических исследований образцов горючих сланцев

нефтегазовой седиментологии и морской геологии старшим преподавателем В.Л. Косоруковым.

**Результаты исследований. Минеральный состав.** Минеральные компоненты пород, содержащих ОВ, представлены, преимущественно, глинистыми минералами (рис. 5), их содержание варьирует в широких пределах от 25 до 100 %, присутствуют также карбонатные породы (кальцит) и терригенная составляющая (кварц, полевые шпаты). Наибольшей карбонатностью характеризуются образцы Коцебинского месторождения. Для образцов Кашпирского месторождения особенностью является значительное содержание сульфатов.

**Пиролизические исследования.** Результаты пиролизических исследований приведены в табл. 1.

Таблица 1

## Результаты пиролиза горючих сланцев Волжского бассейна

Месторождение	Образец	Глубина, м	ТОС, вес%	HI, мгУВ/гТОС	$T_{max}, ^\circ\text{C}$
			Total Organic Carbon	Hydrogen Index, S2/ТОС*100	Maturity
Перелюбское	Пер. 1	79	19,11	936	407
	Пер. 14	88,7	13,7	997	409
	Пер. 92.7	92,7	2,18	360	425
	Пер. 4(1)	94,6	15,55	1017	414
	Пер. 19	100,5	19,01	992	411
	Пер. 20	106	5,76	714	401
	Пер. 7	120	9,22	1041	419
	Пер. 8(1)	152,3	7,04	963	420
	Пер. 8(2)	156	9,86	981	416
Коцебинское	Коц. 1	32,8	14,48	1089	414
	Коц. 2	35	16,31	1075	407
	Коц. 3(2)	38,7	18,39	1059	402
Кашпирское	Каш. 2(1)	145,7	25,84	632	411
	Каш. 2(2)	146,3	12,81	1081	415
	Каш. 2(3)	146,9	18,8	678	413

Органическое вещество исследованных образцов горючих сланцев относится преимущественно к I и II типам — сапропелевому и смешанному (рис. 6), характеризуется низкой зрелостью — градации ПК, и очень высоким (превосходным) генерационным потенциалом — водородный индекс многих образцов превышает 1000 мг УВ/г ТОС. Содержание органического углерода в породах, в целом, высокое и изменяется в пределах 2–25 % (табл. 1).

I тип представляет собой кероген с высоким атомным отношением Н/С (1,5 и более) и низким значением О/С (менее 0,1). Источником ОВ такого керогена является водорослевая органика, а также рассеянное ОВ, которое в значительной степени подверглось переработке микроорганизмами. Кероген в этом случае представляет собой производное смеси измененных и собственно бактериальных липидов [Соболева, 2010].

II тип также характеризуется относительно высокими, но ниже, чем I тип, значениями Н/С и низкими О/С. Этот тип керогена связан с ОВ морского генезиса и является производным от смеси остатков фитопланктона, зоопланктона, бактерий, накапливающихся преимущественно в восстановительной обстановке.

Однокомпонентные кинетические спектры деструкции ОВ горючих сланцев Волжского бассейна (рис. 7) представляют собой гистограмму зависимости количества выхода продуктов деструкции керогена (в %) от энергии активации реакции его деструкции (ккал/моль). Спектры отражают массовые доли выхода углеводородов (УВ) из керогена и энергии активации, необходимые для реакции термического преобразования керогена.

Отметим, что такое широкое распределение выхода УВ по энергиям активации нетипично для

кинетических спектров ОВ типа I, а характерно скорее для ОВ типа III, эта особенность распределения, вероятнее всего, связана с очень низкой преобразованностью ОВ и заслуживает дальнейших исследований [Большакова и др., 2025].

Общий вид кинетического спектра деструкции керогена различен как при использовании наиболее вероятного (нефиксированного) частотного фактора, так и при использовании фиксированного  $A = 10^{14} \text{ c}^{-1}$ .

При использовании нефиксированного частотного фактора диапазон изменения энергий активации в кинетическом спектре образцов Волжского бассейна смещается в сторону больших энергий, что указывает на необходимость большего прогрева для деструкции керогена (рис. 7, а-2, б-2).

**Петрография органического вещества.** Было проведено изучение мацерального состава органического вещества горючих сланцев в соответствии с международной классификацией мацералов рассеянного ОВ (табл. 2).

ОВ представлено преимущественно компонентами группы липтинита (L) — альгинитом (alg). При визуальном определении его очень много — до 85 % от общей площади аншлифа. Альгинит представлен двумя разновидностями — телальгинитом (tel) и ламальгинитом (lam). Компоненты трудно определяются в простом отраженном свете, образуя ступки коричневого цвета, в УФ свете хорошо прослеживается линзовидная и волокнообразная форма компонентов; распределение фрагментарное по слоистости; свечение в УФ чаще неяркое, зеленовато-коричневое, болотное, но для отдельных мацералов от желтого до голубого.

Ламальгинит имеет наибольшее распространение в изученных образцах, встречается как в виде тон-

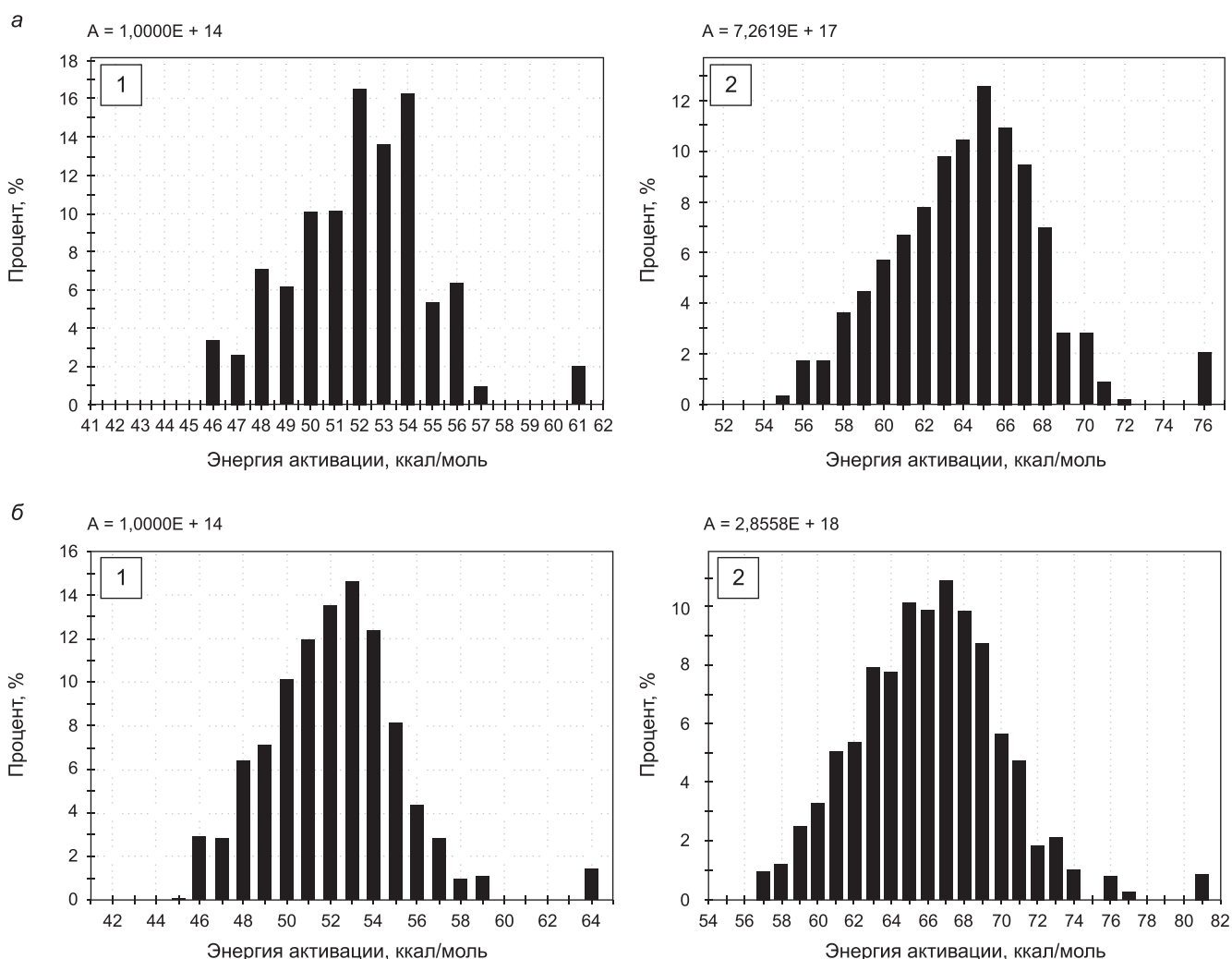


Рис. 7. Кинетические спектры горючих сланцев Перелюбского месторождения Волжского бассейна — обр. № 11 (а), обр. № 20 (б) с фиксированным частотным фактором (1) и с нефиксированным частотным фактором (2)

ких нитевидных прослоев (ламелей) неправильной формы, так и в виде веретеноподобных скоплений (рис. 8), а телальгинит оформлен отдельными «телами» (рис. 9), часто имеет более яркое свечение в УФ свете.

Исследования под микроскопом также выявили наличие мацералов группы инертинита (I): фюзинит — встречается в одном образце Кашпирского месторождения, обр. 2(3) (рис. 10, а). Единичные компоненты представлены группой витринита (Vt), преимущественно гелинитом, или неидентифицируемыми обломками других мацералов группы Vt — витродетринитом. По морфологии зерен (обломочный характер, окатанность) и характеру распределения витринит можно отнести к переотложенным включениям (рис. 10, б).

Минеральные примеси представлены многочисленными включениями изометричных зерен пирита (диагенетического происхождения), пестрыми темно-серыми прослоями глинистого материала в образцах всех трех месторождений. Встречаются остатки радиолярий и фрагменты крупных раковин.

**Обсуждение результатов.** Комплексирование результатов проведенных исследований приведено

Таблица 2

**Классификация ICCP/TSOP мацералов рассеянного ОБ с доб. [ICCP System 1994, 1998, 2001, Stasiuk et al., 2002]. Фрагмент**

Группа	Мацерал
Липтинита	Альгинит телальгинит ламальгинит
	Битуминит
Зоокласты	Сколекодонты
	Граптолиты
	Хитинозои
	Фораминиферы
Вторичные продукты	Твердые битумы
	Пиробитумы
	Нефть

на планшетах (рис. 11; 13; 14), где наглядно охарактеризовано процентное содержание и мацеральный состав ОБ в образцах и сопоставлены результаты пиролитических и петрографических исследований с минеральным составом пород.

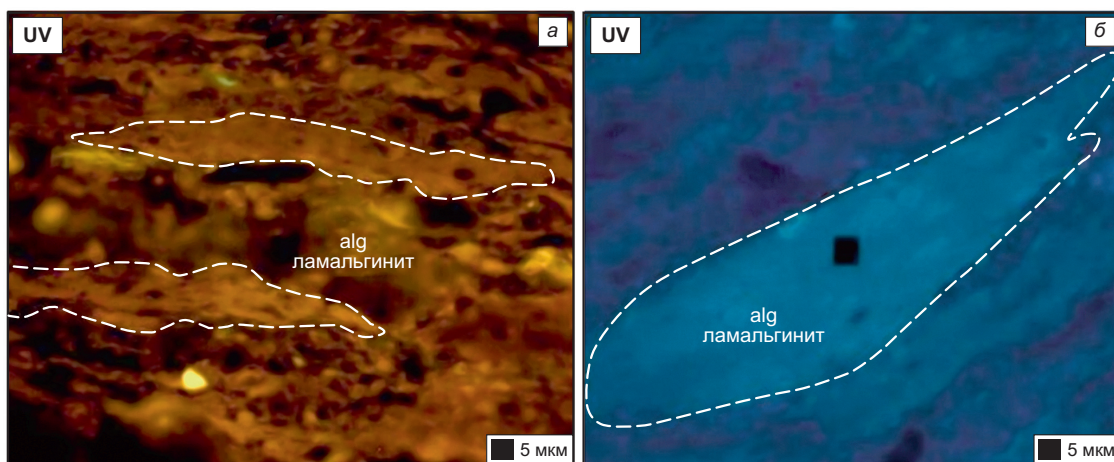


Рис. 8. Ламальгинит. Перелюбское месторождение, обр. № 20 (а), Кашпирское месторождение, обр. № 2(2) (б). UV — в UV blue свете

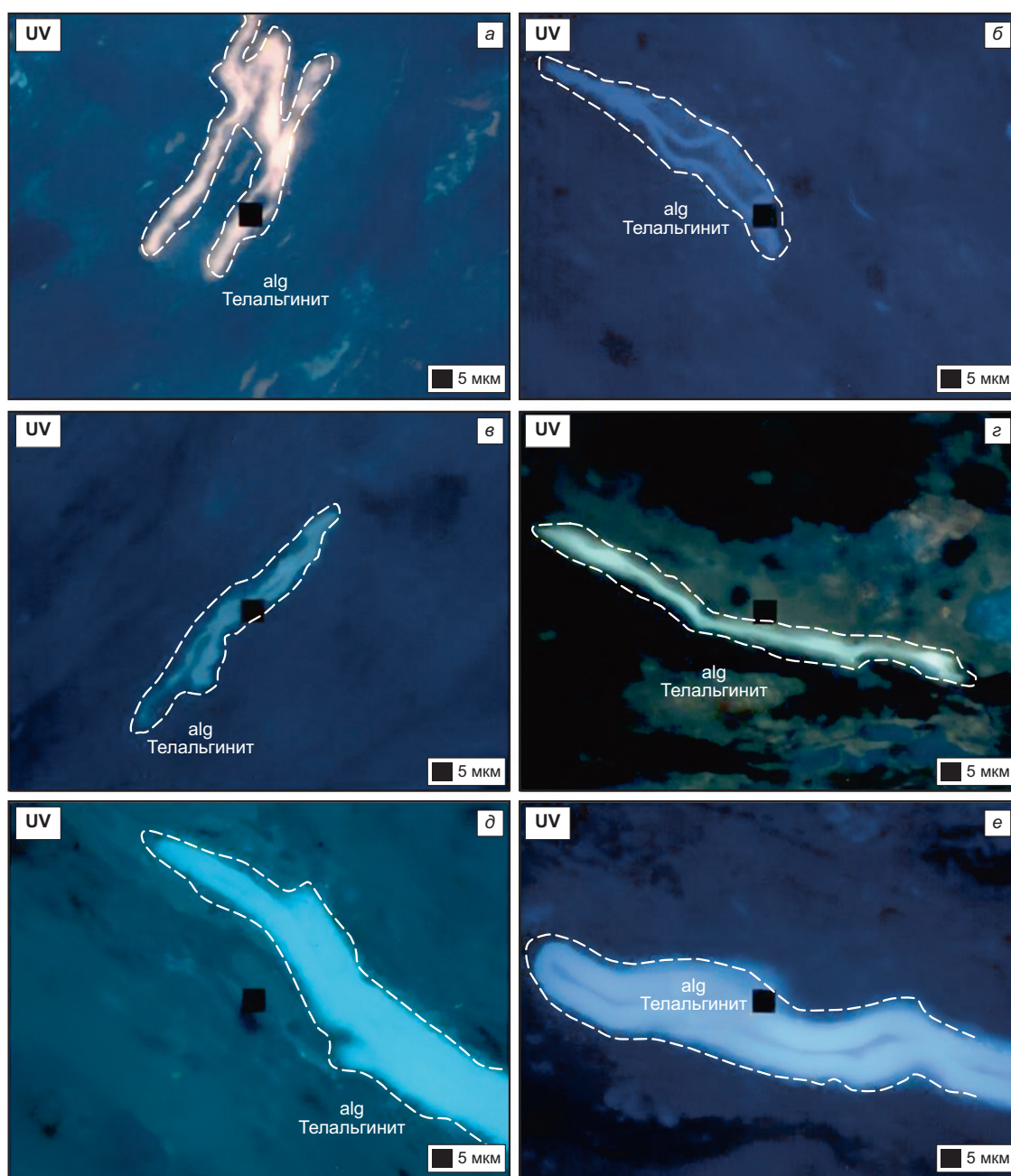


Рис. 9. Телальгинит. Перелюбское месторождение, обр. № 72 (а), обр. № 14 (б), обр. № 1 (д); Кашпирское месторождение обр. № 7 (v), обр. № 2(1) (z); Коцебинское месторождение, обр. № 0 (е). UV — в UV blue свете

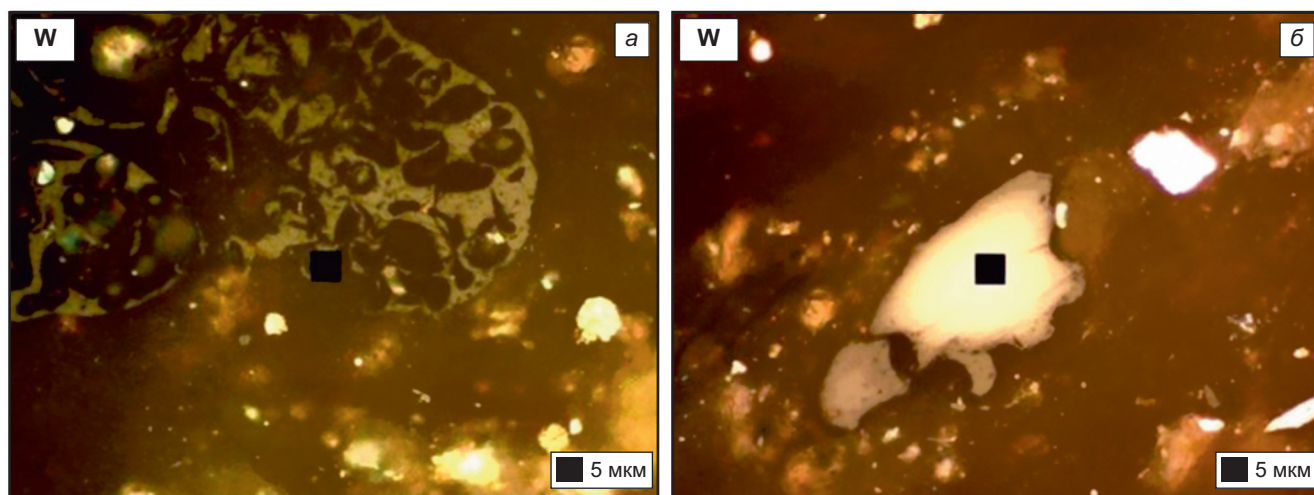


Рис. 10. Второстепенные мацералы: а — фюзинит, Кашпирское месторождение, обр. 2(3); б — витринит (Vt), Кашпирское месторождение, обр. 2(2). W — в простом отраженном свете

Для Перелюбского месторождения использована литолого-стратиграфическая колонка скважины № 559 с вынесенным положением исследуемых образцов. Для других месторождений показана только глубина отбора проб. Далее, в левом столбце планшета представлен обобщенный минеральный состав пород (приведенный к 100 %) по описанию шлифов и данных РФА. Средний столбец представляет собой компиляцию соотношений органического вещества и минеральной матрицы в исследованных аншлифах. Для ОВ приведена цветовая кодировка, отражающая его мацеральный состав (альгинит — ламальгинит и телальгинит, витринит, инертинит — фюзинит). Все процентные соотношения (ОВ и минеральные примеси) рассчитаны на площадь аншлифа. В крайнем правом столбце приведены некоторые параметры (наиболее значимые для описания ОВ горючих сланцев) пиролитических исследований в виде совмещенной диаграммы значений ТОС (общий органический углерод) и НІ (водородный индекс).

**Перелюбское месторождение.** Наибольшее количество исследованных образцов представлено горючими сланцами Перелюбского месторождения. Их минеральный состав однороден: основную долю составляют глинистые минералы. Доля кремнистой компоненты невелика, а в некоторых образцах присутствует незначительное количество карбонатных фрагментов, часто биогенного происхождения (например, фрагменты раковин), причем вверх по разрезу доля карбонатного материала заметно уменьшается.

Для этих сланцев характерно высокое содержание органического вещества (ТОС от 2 до 19 %), которое обладает очень высоким генерационным потенциалом (НІ от 360 до 1041 мг УВ/г ТОС). Наблюдается прямая зависимость: более высоким концентрациям ОВ соответствуют и более высокие значения его генерационной способности (рис. 11; 12). Мацеральный состав, как и минеральный, однороден: органическое вещество сложено преимущест-

венно мацералами группы липтинита, в основном, ламальгинитом с относительно небольшой долей телальгинита (рис. 11). В четырех образцах были встречены мацералы группы витринита в незначительном объеме.

**Коцебинское месторождение.** Горючие сланцы Коцебинского месторождения минералогически отличаются от Перелюбских. Здесь кремнисто-карбонатная часть более существенна, и ее доля сравнима с долей глинистых минералов в породе. Карбонатный материал представлен зернами кальцита, отдельные фрагменты раковин встречаются только в одном образце. Содержание органического вещества и его свойства в исследованных образцах близки с образцами Перелюбского месторождения: ТОС составляет от 14 до 18 %, а водородный индекс остается очень высоким — более 1000 мг УВ/г ТОС. ОВ также представлено в основном ламальгинитом, телальгинит встречается в существенно меньшем количестве (рис. 13).

**Кашпирское месторождение.** Образцы горючих сланцев Кашпирского месторождения существенно отличаются по минералогическому составу от пород двух предыдущих месторождений и демонстрируют значительную вариабельность даже между собой (рис. 14). Их объединяет наличие значительной доли гипса. В одном образце преобладает гипс; в другом — гипс, карбонатные, кремнистые и глинистые минералы присутствуют в относительно равных долях; в третьем — доминируют глинистые минералы, гипс и кремнистая компонента находятся в подчиненном положении, а карбонаты отсутствуют.

Органическое вещество в Кашпирских сланцах содержится в больших концентрациях (ТОС от 18 до 25 %) и, как и минеральное вещество, является более разнообразным по своему составу. Петрографически в ОВ этих образцов доминирует ламальгинит, телальгинит присутствует в подчиненном значении. Однако, в одном образце встречен фрагмент фюзинита, а в двух отмечен витринит, причем явно



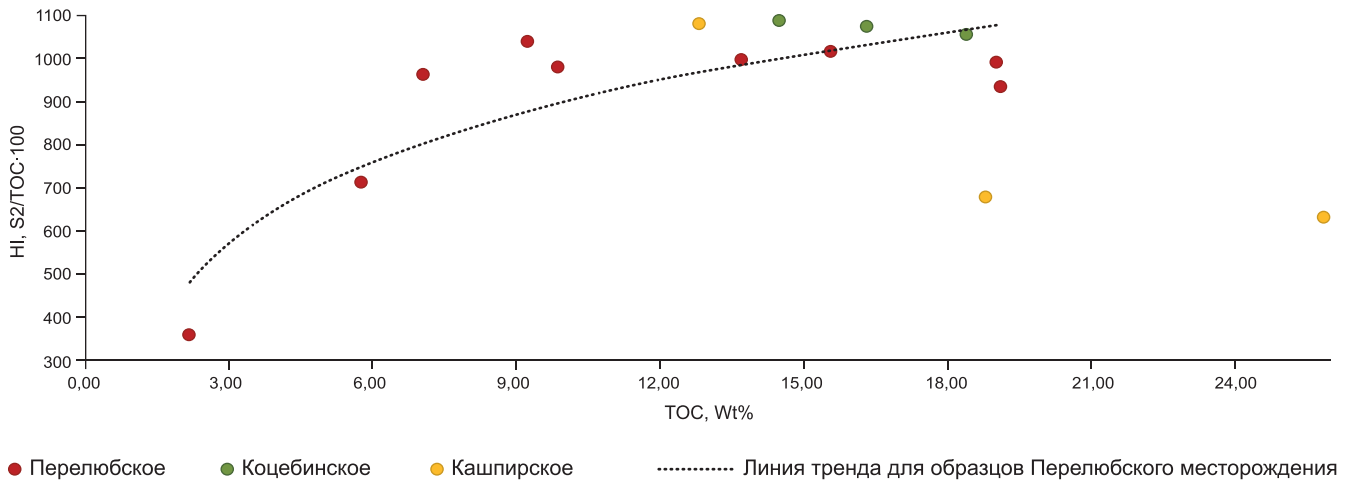


Рис. 12. График зависимости водородного индекса от содержания органического вещества

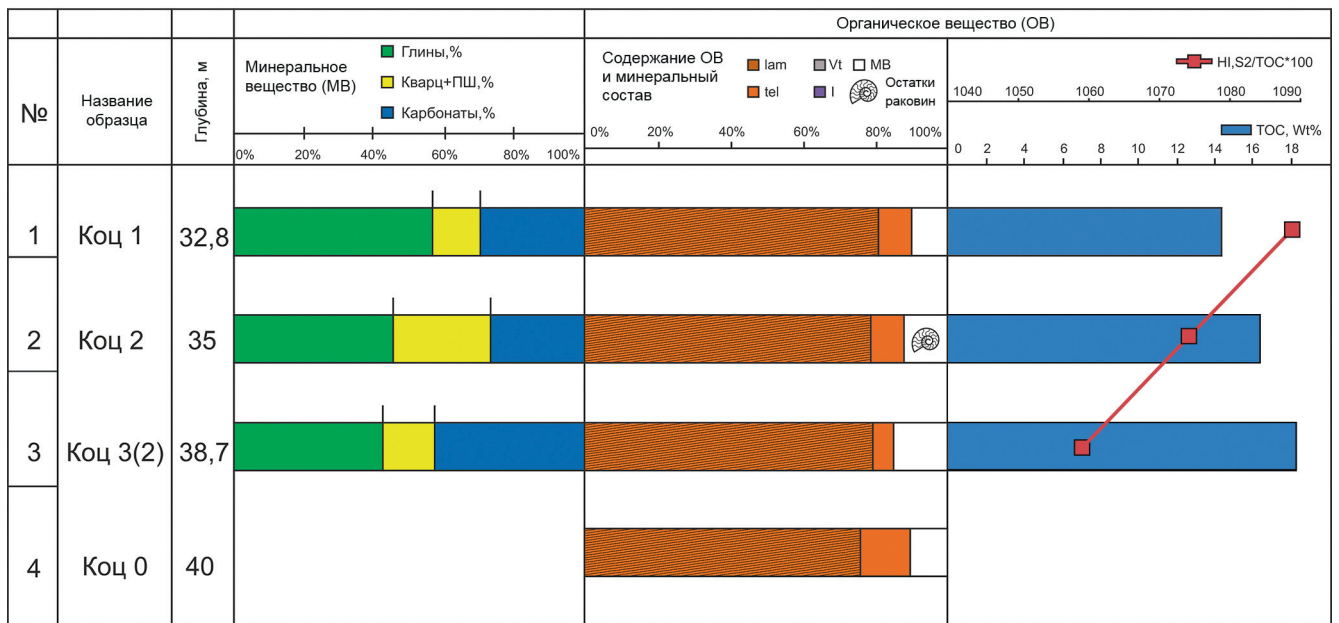


Рис. 13. Характеристика образцов Коцебинского месторождения

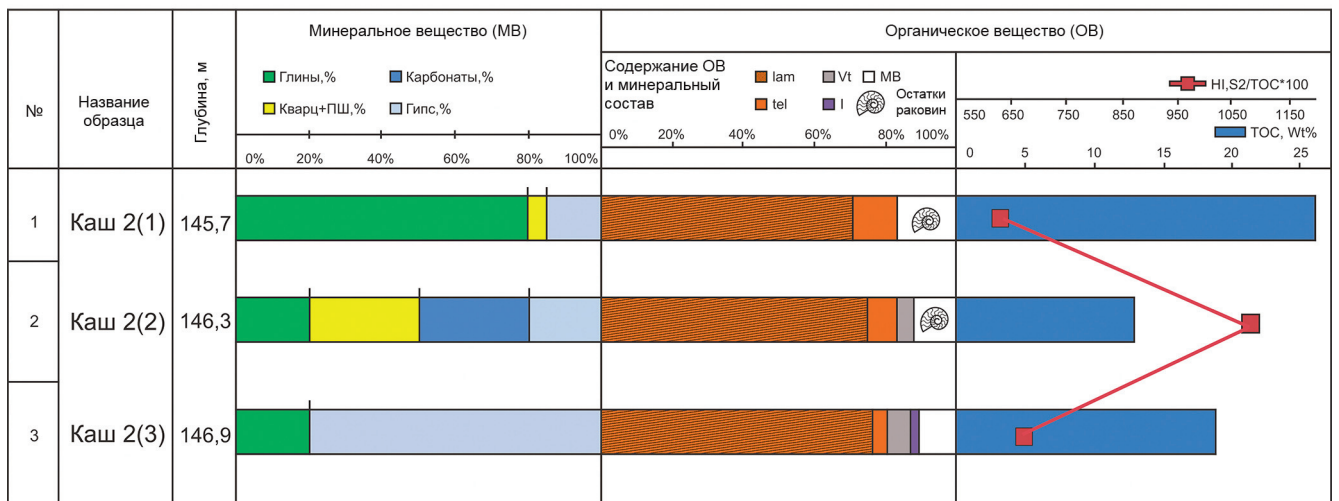


Рис. 14. Характеристика образцов Кашпирского месторождения

переотложенный, что свидетельствует о привносе органического вещества высших растений (континентальный источник сноса). Важно отметить, что автохтонное (первичное) органическое вещество Кашпирских сланцев по составу схоже с ОВ сланцев других изученных месторождений (см. рис. 8, 9). Водородный индекс значительно варьирует: в двух образцах он составляет около 600 мг УВ/г ТОС, а в одном превышает 1000 мг УВ/г ТОС.

**Заключение.** 1. Проведенное исследование позволило установить четкие минералого-геохимические различия между горючими сланцами трех месторождений.

Перелюбское месторождение отличается однородным глинистым составом.

Коцебинское характеризуется сопоставимыми долями глинистых, кремнистых и карбонатных минералов.

Кашпирское демонстрирует наибольшую неоднородность с существенной ролью гипса, что указывает на иные условия осадконакопления.

2. Мацеральный состав ОВ, в целом, однороден и представлен преимущественно альгинитом (группа липтинита) из водорослевых органических остатков со следами бактериальной переработки. Образцы Кашпирского месторождения, в которых присутствует переотложенный витринит и инертинит, свидетельствующие об аллохтонном (привнесенном) источнике части ОВ, могли накапливаться в более мелководных условиях, что коррелируется с данными минерального состава.

3. Высокий генерационный потенциал органического вещества характерен для всех изученных образцов (НИ > 600, а часто и > 1000 мг УВ/г ТОС). ОВ относится к I-II типу. Степень катагенетической зрелости ОВ — протокатагенез.

4. Для пород Перелюбского и Коцебинского месторождений установлена прямая зависимость между общим содержанием органического углерода

(ТОС) и его потенциалом (водородным индексом НИ) — с ростом концентрации ОВ увеличивается и его генерационный потенциал.

На основании комплекса проведенных исследований можно сделать вывод, что осадконакопление и захоронение органического вещества происходило в преимущественно восстановительных условиях с существенной долей бактериальной переработки. Ключевыми доказательствами этого являются мацеральный состав ОВ, представленный альгинитом, и повсеместное присутствие диагенетического пирита. Наличие переотложенных фрагментов высшей растительности и гипса в некоторых образцах (Кашпирское месторождение) может свидетельствовать об относительной изолированности отдельных впадин, большей их мелководности вплоть до пересыхания (возможно отдельные лагуны).

Полученные результаты могут применяться для прогноза свойств верхнеюрских нефтегазоматеринских отложений Восточно-Европейской платформы, а также могут использоваться при прогнозе нефтегазоносности, в частности Арктического шельфа, где разновозрастные и генетически близкие породы погружены и находятся в более катагенетически преобразованном состоянии (вплоть до главной зоны нефтеобразования).

**Благодарности.** Авторы выражают благодарность за предоставленные образцы Илясову В.С. и за содействие в проведении исследований Косорукову В.Л., Кожанову Д.Д., Грязновой Д.А., Корневой Т.Н.

**Финансирование.** Работа выполнена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ в рамках госбюджетных тем: «Оценка ресурсов трудноизвлекаемых углеводородов и разработка инновационных методов их освоения», номер ЦИТИС АААА-А16-116033010113-2; и «Изучение углеводородных ресурсов морских акваторий и Арктического региона Российской Федерации», номер ЦИТИС АААА-А16-116033010095-1.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Атлас литолого-палеогеографических карт СССР. Т. III. Триасовый, юрский и меловой периоды / Гл. ред. А.П. Виноградов, зам. гл. ред. В.М. Верещагин, В.Д. Наливкин и др. М.: ГУГК, 1968. Л. 77.

Атлас литолого-палеогеографических, структурных, палинспастических и геоэкологических карт Центральной Евразии / Ред. С.Ж. Даукеев, Б.С. Ужкенов, Н.В. Милетенко и др. Алматы: Научно-исследовательский институт природных ресурсов ЮГГЕО, 2002. Л. 26.

Большакова М.А., Ситар К.А., Деленгов М.Т., и др. О типах органического вещества осадочных горных пород // Ломоносовские чтения. Секция «Геология», Подсекция «Геологии и геохимии горючих ископаемых»: Сборник тезисов докладов. М., 2025. С. 36–39.

Букина Т.Ф., Яночкина З.А. Седиментогенез и ранний литогенез верхнеюрских сланценосных отложений центральной части Волжского бассейна. Саратов: Изд-во Саратов. ун-та, 2013. 128 с.

Завьялова А.П., Карпушин М.Ю., Ступакова А.В. и др. Строение, условия формирования и нефтегазоносность

отложений доманикоидной высокоуглеродистой формации центральной и юго-восточной частей Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна // Георесурсы. 2023. Т. 25, № 2. С. 123–139.

Зеленин Н.И., Озеров И.М. Справочник по горючим сланцам. Л.: Недра, 1983. 248 с.

Илясов В.С. Условия формирования верхнеюрских горючих сланцев Волжского бассейна на примере месторождений Саратовского Поволжья: Дисс. ... канд. геол.-мин. наук. М.: МГУ, 2020. 237 с.

Иовлев В.П. Волжское месторождение горючих сланцев. Отчет партии нерудного сырья о результатах ревизионных работ и технологических исследований горючих сланцев за 1986–90 гг. Т. 1. Саратов: СГГЭ, 1990.

Калмыков Г.А., Киселева Н.Л., Балушкина Н.С. и др. Нефтегазоносные высокоуглеродистые толщи на границе юры и мела / Российское геологическое общество. Ярославль: Аверс Плюс, 2017. 308 с. ил.

Карпушин М.Ю., Ступакова А.В., Завьялова А.П. и др. Геологическое строение и перспективы нефтегазонос-

ности доманикоидной высокоуглеродистой формации центральной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна // Георесурсы. 2022. Т. 24, № 2. С. 129–138.

*Карпушин М.Ю., Ступакова А.В., Завьялова А.П.* и др. Строение и перспективы нефтегазоносности отложений доманикоидной высокоуглеродистой формации франко-турнейского возраста центральной части Волго-Уральского бассейна // Нефтяное хозяйство. 2023. № 4. С. 14–19.

*Орлова Т.Б., Жариков А.А.* Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1 : 200 000, Серия Средневожская, Лист М-39-1 (Ершов), Объяснительная записка. М.: Московский филиал ФГБУ «ВСЕГЕИ», 2021.

*Прокофьева Л.М., Андросов Б.Н., Череповский В.Ф.* Месторождения горючих сланцев мира. М.: Наука, 1988. 263 с.

*Самородов А.В., Йовлев В.П., Кабокин А.Н.* и др. Отчет по результатам поисково-оценочных работ на горючие сланцы в пределах Перелюб-Благодатовской площади: В 3 т. Саратов: ПГО «Нижевожскгеология», 1983.

*Санникова И.А.* Геолого-геохимические условия формирования нефтегазоносности доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна: Дисс. ... канд. геол.-мин. наук. М.: МГУ, 2019. 181 с.

*Соболева Е.В., Гусева А.Н.* Химия горючих ископаемых: Учебник. М.: Изд-во Моск. ун-та, 2010. 312 с.

*Ступакова А.В., Калмыков, Г.А., Коробова Н.И.* и др. Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна —

типы разреза, условия формирования и перспективы нефтегазоносности // Георесурсы. 2017. Спецвыпуск, ч. 1. С. 112–124.

*Ступакова А.В., Митронов Д.В., Балушкина Н.С.* и др. Методика изучения сланцевых высокоуглеродистых формаций // Черные сланцы. Геология, геохимия, значение для нефтегазового комплекса, перспективы использования как альтернативного углеводородного сырья. Якутск: Информационный центр «Ахсаан», 2015. С. 88–92.

*Явхута Г.В.* Верхнеюрская формация горючих сланцев русской платформы: Дисс. ... канд. геол.-мин. наук. М., 1978. 175 с.

International Committee for Coal and Organic Petrology (ICCP), 1994. Classification of liptinite — ICCP system 1994 // International Journal of Coal Geology. 169. 40–61.

International Committee for Coal and Organic Petrology (ICCP), 1998. The new vitrinite classification (ICCP System 1994) // Fuel 77. 349–358.

International Committee for Coal and Organic Petrology (ICCP), 2001. The new inertinite classification (ICCP System 1994) // Fuel 80. 459–471.

*Stasiuk L.D., Burgess J., Thompson-Rizer C.*, et al. Status report on TSOP-ICCP dispersed organic matter classification working group // The Society for Organic Petrology Newsletter. 2002. 19 (3). 14. [http://tsop.org/newsletters/1999\\_2002.pdf](http://tsop.org/newsletters/1999_2002.pdf).

Статья поступила в редакцию 05.11.2025,  
одобрена после рецензирования 12.11.2025,  
принята к публикации 24.04.2026