

О классификации нефтегазоматеринских пород

М.А. Большакова^{1*}, А.В. Ступакова¹, Р.С. Сауткин¹, К.А. Ситар¹, А.Г. Калмыков¹,
Е.А. Краснова^{1,2}, Н.В. Пронина¹, А.П. Вайтехович¹

¹Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

²Институт геохимии и аналитической химии имени В.И. Вернадского РАН, Москва, Россия

Работа посвящена классификации нефтегазоматеринских пород. Определение или прогноз характеристик нефтегазоматеринских отложений – один из ключевых факторов при оценке перспектив нефтегазоносности того или иного региона. В парадигме осадочно-миграционной теории нефтегазобразования адекватная оценка количества и свойств органического вещества осадочных горных пород является залогом корректного подсчета ресурсов нефти и газа. В статье представлен обзор подходов к ранжированию нефтегазоматеринских пород на основании различных параметров, и предложен новый комплексный подход к классификации нефтегазоматеринских пород, генерирующих нефть и газ. Предпринята попытка объединить в новой общей классификации характеристики минеральной части и органического вещества нефтегазоматеринских толщ. В основу прогноза свойств нефтегазоматеринских отложений поставлены условия накопления этих толщ. Предложенная классификация может быть использована при оценке перспектив нефтегазоносности, особенно в условиях недостаточности данных о потенциально нефтегазоматеринских отложениях.

Ключевые слова: нефтегазоматеринская порода, классификация, органическое вещество

Для цитирования: Большакова М.А., Ступакова А.В., Сауткин Р.С., Ситар К.А., Калмыков А.Г., Краснова Е.А., Пронина Н.В., Вайтехович А.П. (2025). О классификации нефтегазоматеринских пород. *Георесурсы*, 27(2), с. 54–63. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.5>

Введение

Нефть и газ – горючие полезные ископаемые, формирование которых, согласно осадочно-миграционной теории образования нефти (Вассоевич, 1986), связывают с преобразованием органического вещества осадочных горных пород. Породы, которые генерируют нефть и газ, формирующие затем скопления, называют нефтегазоматеринскими. Нефтегазоматеринская толща (НГМТ) является важнейшим объектом при изучении углеводородных систем нефтегазоносных бассейнов и оценке их перспектив. Данный базовый статический критерий (Ступакова и др., 2023а) формирования нефтегазоносности определяет само существование нефтегазоносности и максимально возможное количество углеводородных флюидов в осадочном бассейне (в соответствии с осадочно-миграционной теорией происхождения нефти).

Термин нефтегазоматеринские породы (НГМП) существует с конца XIX века, но в широкий научный обиход был введен Н.Б. Васоевичем (Конюхов и др., 2020).

Целью данной работы было предложить читателю современную классификацию нефтегазоматеринских пород, в которой будут приняты во внимание накопленные

современными исследователями знания о геолого-геохимических характеристиках пород, обогащенных органическим веществом.

На пути к цели необходимо рассмотреть определения НГМП, используемые в нефтегазовой геологии; систематизировать имеющиеся классификации НГМП; выбрать классификационные критерии, достаточные и необходимые для создания актуальной классификации НГМП; предложить классификацию, которая сделает более удобным прогноз нефтегазоносности.

Рассмотрим, как определяют понятие «нефтегазоматеринская порода» исследователи.

Чаще всего используют такое определение: нефтегазоматеринские толщи – тонкозернистые осадочные породы, содержащие органическое вещество (ОВ), способные генерировать и выделять жидкие и газообразные углеводороды в количествах, достаточных для формирования промышленных скоплений (БРЭ, определение дано Н.П. Фадеевой).

Но есть и другие определения. Ниже приведены некоторые из них.

- Нефтепроизводящие породы (нефтематеринские свиты, толщи) – породы, которые образовались в фациальных условиях, благоприятствующих накоплению в рассеянной форме исходных органических веществ и дальнейшему преобразованию их в углеводороды. К нефтепроизводящим породам принадлежат многие глинистые осадки, богатые органическим углеродом

* Ответственный автор: Мария Александровна Большакова
e-mail: m.bolshakova@oilmsu.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

и отложившиеся в условиях сероводородного заражения дна морских бассейнов (Геологический словарь, 1995).

- Нефтегазоматеринские породы – осадочные породы, содержащие в количестве не менее 0,2% ОВ, способные в определенных геологических условиях выделять свободные углеводородные флюиды. Нефтегазоматеринские породы по доминирующему типу ОВ подразделяют на нефтематеринские породы, содержащие ОВ преимущественно сапропелевого и гумусово-сапропелевого типов, и газоматеринские породы с сапропелево-гумусовым и гумусовым ОВ. Реализация генерационных способностей сапропелевого ОВ, и эмиграция флюидов из нефтематеринской породы завершается при более мягких термобарических условиях, чем процесс генерации газообразных углеводородов (УВ) в гумусовом ОВ. По удельной продуктивности (кг УВ/т г.п.) Б. Тиссо и Д. Вельте (1981) выделяют нефтематеринские породы с невысоким (< 2), умеренным (2–6) и высоким (> 6) нефтегазоматеринским потенциалом (Геологический словарь, 2011).

- Породы, которые генерируют, могут и могли генерировать нефть, обычно называют материнскими. Основным требованием, предъявляемым к фактической и потенциальной материнской породе, является наличие в ней нерастворимого органического вещества (керогена) (Тиссо, Вельте, 1981).

- Нефтегазоматеринская толща – это породы, обогащенные автохтонным органическим веществом, которые генерировали углеводороды в масштабах, обеспечивающих формирование скоплений нефти и газа (Ермолкин, Керимов, 2012).

- Нефтегазоматеринская свита – парагенетическая ассоциация обогащенных автохтонным органическим веществом пород, рождающая в процессе литогенетической эволюции углеводороды, способные к аккумуляции (Баженова и др., 2000).

- Нефтематеринская толща – это карбонатно-глинистые породы, обогащенные рассеянным органическим веществом (РОВ), которые накапливались в областях длительного прогибания в слабовосстановительных или восстановительных условиях (Галкин, Кочнева, 2017).

- Нефтегазоматеринские толщи – осадочные породы, содержащие ОВ, которое в катагенезе способно генерировать нефть и (или) газ, в количествах, достаточных для формирования при благоприятных условиях промышленных скоплений УВ (Доценко и др., 2008).

- Нефтематеринские породы – породы, содержащие рассеянное органическое вещество, способное генерировать нефть и газ (Битнер, Прокатень, 2019).

- Нефтематеринская порода – порода, содержащая в составе присутствующего в ней органического вещества углеводороды и другие компоненты нефти в рассеянном состоянии; способна при определенных условиях отдавать их породам-коллекторам. Такие нефтематеринские, или нефтепроизводящие отложения образуют свиты, формации или толщи с большим содержанием органического вещества, являющегося исходным материалом для мигрирующей отсюда нефти (Ганиев, Смелков, 2018).

Как видно из приведённых определений – характеристика и свойства НГМТ складываются из двух основных частей: минеральной (мелко-тонкодисперсной – глинистого, карбонатного, или кремнистого состава, или их

комбинаций) и органического вещества (свойства которого зависят от состава исходной биомассы, условий седименто-, диа- и катагенеза).

На сегодняшний день предложено множество классификаций НГМП. Общим для большинства из них является то, что основное внимание при ранжировании пород уделяется органическому веществу – его количеству, типу, потенциалу и катагенетической зрелости – и это понятно, т.к. именно характеристики ОВ в первую очередь контролируют генерацию.

Иногда предварительное разделение на классы по свойствам ОВ уже включено прямо в определение понятия НГМТ.

Классификаций, в которых в качестве классификационного критерия выступает литология пород, условия осадконакопления – не так много.

Хорошим примером комплексного подхода к НГМТ свойствам пород является классификация органофаций Пеппера и Корви (Pepper, Corvi, 1995) (табл. 1). Авторы учитывают обстановки осадконакопления, литологию пород, геологический возраст, состав исходной для ОВ биоты. Но поскольку исследователи классифицировали не НГМТ, а органофации, то есть органическое вещество и условия в которых накапливаются его повышенные концентрации, то информации о генерационных возможностях (потенциале) пород, относящихся к той или иной органофации, в их классификации нет.

Чтобы отнести породу к нефтегазоматеринским, степень обогащения породы ОВ должна быть такой, чтобы она могла рождать и отдавать УВ, в том числе, и жидкие (микронфть).

Концентрация ОВ, необходимая для этого в разных породах, может существенно отличаться. Это зависит от условий накопления, возраста горных пород, состава (как пород, так и органического вещества), особенностей их изменения в седименто-, диагенезе, а затем преобразования в катагенезе и др.

Обычно выделяют два типа органического вещества: гумусовое ОВ (его предшественниками была биомасса высших растений) и сапропелевое (сформировавшееся из биомассы водорослей, бактерий, фито- и зоопланктона). Разница в происхождении ОВ отражается на его составе и поведении ОВ в катагенезе. Считается, что породы, обогащенные гумусовым ОВ, в катагенезе генерируют преимущественно газ; породы, которые богаты сапропелевым ОВ, генерируют в основном нефть (Баженова и др., 2000).

Средние (кларковые) значения содержания Сор_г в осадочных породах составляют порядка 0,55–0,6% (Баженова и др., 2000). Средние значения содержания органического вещества в отдельных литологических разностях пород (субкларки) составляют по Н.Б. Вассоевичу (1986): для глинистых пород континентального сектора – 0,9%, для алевритовых пород – 0,45%, а для песчаных и карбонатных – 0,2%.

Реализация генерационного потенциала НГМТ происходит преимущественно в катагенезе. Под катагенезом понимают направленный по действию комплекс постдиагенетических процессов, протекающих в осадочных породах вплоть до их превращения в метаморфические.

Главными действующими факторами катагенеза являются температура, давление и время.

Органофация	Описание органофации	Основная биомасса	Содержание S	Обстановка осадконакопления/ возраст	Международная классификация	Генерируемый флюид
<i>A</i>	Морская, кремнистая или карбонатная/эвапоритовая	Морские водоросли, бактерии	Высокое	Морские зоны апвеллинга, бассейны без доступа терригенного материала (любой возраст)	Тип PS	Нефть
<i>B</i>	Морская, кремнистая	Морские водоросли, бактерии	Среднее	Морские с доступом терригенного материала (любой возраст)	Тип П	Нефть
<i>C</i>	Озерная, неморская	Пресноводные водоросли, бактерии	Низкое	"Тектонические" неморские бассейны, прибрежные равнины (фанерозой)	Тип I	Нефть
<i>D, E</i>	Терригенная, неморская богатая восками	Кутикулы высших растений, воски, лигнин, бактерии	Низкое	Некоторые затопляемые прибрежные равнины (Mz и моложе)	Тип III	Газ, нефть
<i>F</i>	Терригенная, неморская бедная восками	Лигнин	Низкое	Прибрежные равнины (Pz и моложе)	Тип III/IV	Газ, нефть

Табл. 1. Палеогеографические обстановки органофагий и характеристики типа органического вещества (Pepper, Corvi, 1995)

Обзор классификаций нефтегазоматеринских пород. Самой простой классификацией можно считать классификацию по содержанию *ОВ* в породе. Мерой содержания *ОВ* является содержание органического (не карбонатного) углерода в породе (*Сорг*, или *ТОС*, или *С_{нк}*, масс.%). Если в породе содержится до 2,5 масс.%, то такое *ОВ* называют рассеянным, если в породе 2,5–40%, то это породы с концентрированным *ОВ* (Баженова и др., 2000).

Наиболее высокие концентрации *Сорг* характерны для пород, обогащенных гумусовым *ОВ*.

Породы, обогащенные сапропелевым *ОВ* подразделяют на:

- субдоманикоиды (*Сорг* = 0,3–0,5%);
- доманикоиды (*Сорг* = 0,5–5,0%);
- доманикиты (*Сорг* = 5,0–25%);
- собственно сапропелиты (*Сорг* > 25%) (Вассоевич, 1986).

С появлением и внедрением в геохимическую рутину пиролитического метода исследования нефтематеринских пород в зарубежной литературе появились новые классификации, в которых классификационными критериями выступает не только содержание органического углерода, но и другие пиролитические параметры, например, площади пиков *S₁* (сгенерированные *УВ* соединения) и *S₂*

(остаточный генерационный потенциал породы) (Тиссо, Вельте, 1981) (табл. 2, рис. 1).

Минимальные концентрации органического углерода, необходимые, для того чтобы рассматривать породу как НГМ, по мнению разных исследователей различаются. Но большинство авторов сходятся на значениях исходных концентраций *Сорг* в породах около 0,5–0,6% (Справочник..., 1998; Баженова и др., 2000; Ермолкин, Керимов, 2012; Peters, Cassa, 1994) (табл. 3).

В современных работах (Sorkhabi, 2017) при классификации нефтегазоматеринских пород кроме содержания *ОВ* учитывается его генезис, например, через исходный (на катагенетически непреобразованное состояние) водородный индекс (*HI* – Hydrogen Index) (табл. 4).

В породах бескарбонатных и низкокарбонатных (в глинистых и глинисто-алевритовых) за нижний концентрационный предел *Сорг* необходимо принимать величину несколько большую, чем в карбонатных. Это связано с тем, что в глинистых силикатных породах значительно выше изначальное содержание минеральных окислителей, прежде всего окисного *Fe*, поэтому и *ОВ* в них более окислено в анаэробном диагенезе и при прочих равных условиях нефтематеринский потенциал его ниже.

Класс	ТОС, %	S1, мг УВ/г породы	S2, мг УВ/г породы
Не являются нефтематеринскими	< 0,3 для карбонатных пород; < 0,5 для терригенных пород	< 0,1	< 0,2
Плохие (бедные)	0,3–0,5	0,1–0,5	0,2–2,5
Удовлетворительные (средние)	0,5–1	0,5–1	2,5–6
Хорошие (богатые)	1–3	1–2	6–20
Очень хорошие (очень богатые)	> 3	> 2	> 20

Табл. 2. Классификация нефтегазоматеринских пород по (Тиссо, Вельте, 1981)

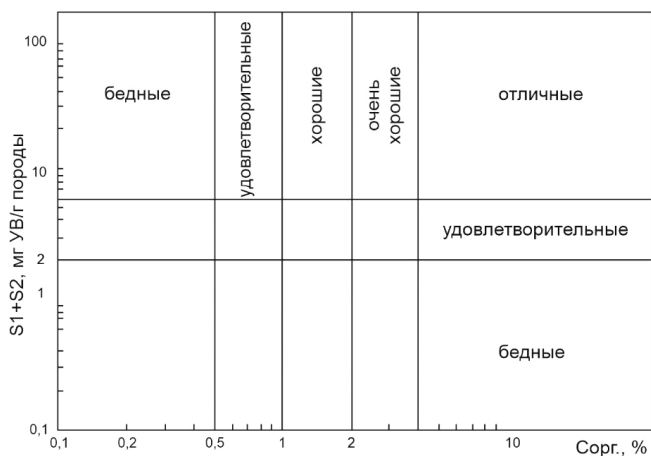


Рис. 1. Кросс-плот для определения класса нефтегазоматеринских пород по генерационному потенциалу и содержанию Сорг по (Тиссо, Вельте, 1981)

Количество выделившихся из объемной единицы НГМТ нефтегазовых флюидов определяется типом, количеством, составом, глубиной и направленностью преобразования, заключенного в них ОВ.

Качественный состав ОВ (сапропелевое, смешанное, гумусовое) определяется типом исходной биомассы и зависит от палеогеографии и условий осадконакопления (Тиссо, Вельте, 1981).

По степени реализованности генерационного потенциала выделяют (Баженова, 2000; Справочник..., 1998):

- потенциально НГМТ (где генерация углеводородов не идет или столь незначительна, что не сопровождается эмиграцией), не созданы благоприятные условия для нефтеобразования, не реализованы возможности по генерации нефти;
- нефтегазопроизводящие НГМТ (генерация и значительная эмиграция флюидов), в настоящее время продуцируют нефть, имеют повышенное содержание битумоидов или микронепти;

• нефтегазопроизводившие НГМТ (генерационные и эмиграционные возможности исчерпаны).

Не будет лишним привести общепринятую классификацию керогена (Тиссо, Вельте, 1981).

Кероген по элементному составу подразделяют на три типа (Тиссо, Вельте, 1981): I – «сапропелевый», II – «смешанный», III – «гумусовый». Для определения типа керогена используют диаграмму Ван Кревелена или ее модификации (рис. 2–4), модификации диаграммы используются сегодня гораздо чаще, т.к. пиролиз по методу Rock-Eval – наиболее рутинный из всех исследований в геохимии НГМП.

I тип – высокие атомные отношения $H/C \geq 1,45$ и низкие значения отношения $O/C \leq 0,1$.

Кероген I типа характерен для глинисто-карбонатных комплексов осадочных горных пород, накопление которых происходит в озерных обстановках.

Кероген обогащен алифатическими структурами, и, следовательно, содержание полиароматических ядер и гетероатомных связей невелико, молекулы кислорода O находится главным образом в C-O-C (мостиковых) связях.

Источник ОВ – все группы водорослей и бактерии (от архей, сине-зеленых, диатомей).

II тип – относительно высокие, но ниже, чем для I типа, значения $H/C (1,15-1,35)$ и низкие $O/C (0,1-0,2)$.

Кероген II типа связан с ОВ морского генезиса и является производным от смеси остатков фито- и зоопланктона, бактерий и восков высших растений, накапливающихся в восстановительной обстановке. В приводимой нами классификации указанный тип подразделен на два подтипа: II-глубоководный и II-мелководный. Предполагается, что накопление первого происходило в морских бассейнах, глубиной от 200 до 500 метров, второго – до 200 метров.

Большее значение приобретают полиароматические ядра, карбоксильные и карбонильные группы, насыщенные соединения – алкановые цепочки средней длины и нафтеновые циклы.

Группа	Содержание Сорг, %	Характеристика		Преобладающие типы ОВ
Рассеянное ОВ (РОВ)	< 0,61	Сильно рассеянное ОВ		сапропелевое
	0,62–2,5	Умеренно рассеянное ОВ		
Концентрированное ОВ (КОВ)	2,51–10	Слабоконцентрированное	Доманикиты	
	10–40	Умеренно концентрированное	Баженовиты	
	> 40	Значительно концентрированное	Каустобиолиты	
				гумусовое

Табл. 3. Классификация осадочных пород по содержанию ОВ (Сорг, %) (Вассоевич, 1986)

Нефтегенерационный потенциал	ТОС _о , (вес, %)	ТОС _{сизм} , (вес, %)	Тип	НП, мгУВ/гТОС	Продукт генерации
Бедный	< 1	< 1	I	> 600	нефть
Удовлетворительный	1–2	1,0–1,5	II	300–600	нефть
Хороший	2–3	1,5–2,0	II–III	200–300	нефть/газ
Очень хороший	3–4	2,0–2,5	III	50–200	газ
Превосходный	> 4	> 2,5	IV	< 50	-

Табл. 4. Геохимические характеристики нефтегазоматеринских пород по показателям программируемого пиролиза (Sorkhabi, 2017)

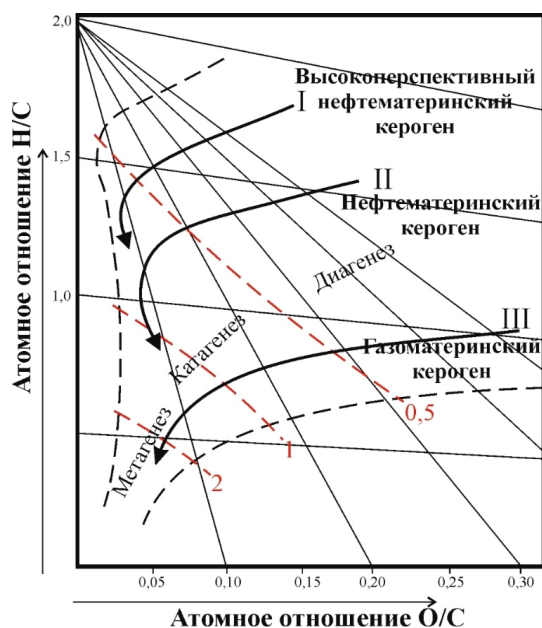


Рис. 2. Эволюционные кривые преобразования различных типов керогена на диаграмме атомных соотношений Н/Сат и О/Сат (Тиссо, Вельте, 1981).

Кероген II типа характерен для большинства нефтематеринских пород.

Согласно (Отг, 1986), при повышенном содержании серы выделяется дополнительный тип керогена – **типа III_S**. Характеризуется высоким содержанием органической серы (8–14% по массе, атомное соотношение S/C $\geq 0,04$) Н/С > 0,1, О/С = 0,1–0,2. Он начинает генерировать нефть при более низком тепловом воздействии, чем типичный кероген II типа.

III тип ОВ – для него характерны низкие значения отношения Н/С = 0,7–0,95 и высокие О/С $\geq 0,2$.

Накопление органического вещества III типа может быть связано с 2 типами угленакопления: лимническим (в замкнутых водоемах без доступа к морскому бассейну) – III_{лимн.} (Н/Сат = 0,75–0,95; О/Сат = 0,2–0,3) и паралическим (в открытых морских бассейнах) – III_{парал.} (Н/Сат = 0,7–0,75; О/Сат $\geq 0,3$).

В значительной степени сложен полиароматическими ядрами с кислородными кетонными и карбоксильными группами, но не содержит сложноэфирных групп. Алифатические структуры играют незначительную роль и представлены небольшим количеством длинных цепочек, унаследованных от восков высших растений.

Кероген III типа происходит от наземных растений и включает многочисленные растительные остатки.

IV тип ОВ – обеднен водородом. По составу близок к фюзиниту, (Н/С < 0,6; О/С > 0,3). Органическое вещество накапливается в прибрежно-морских обстановках, является окисленным. Данный тип является инертным, то есть может генерировать лишь незначительные количества газа.

Помимо основных типов органического вещества, выделены также смешанные, характеризующиеся различным вкладом того или иного типа исходного органического вещества в состав ОВ НГМТ. Так выделяют следующие виды ОВ: II/III и III/IV.

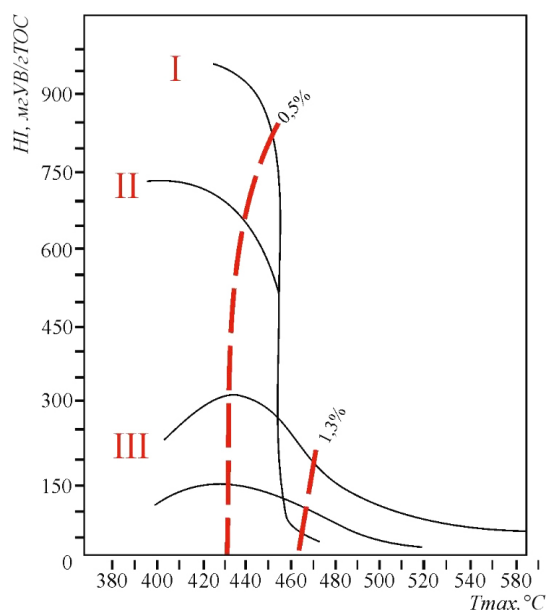


Рис. 3. Эволюционные кривые преобразования различных типов керогена на диаграмме HI – Tmax (Espitalie, 1986)

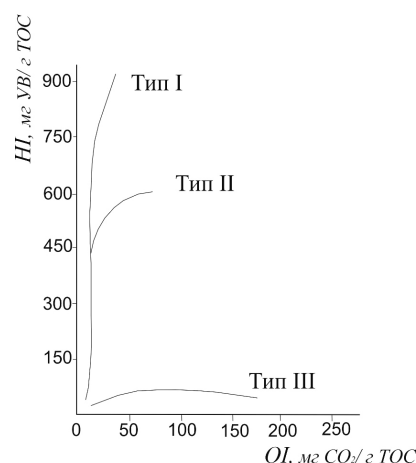


Рис. 4. Эволюционные кривые I, II, III типов керогена на модифицированной диаграмме Ван-Кревелена (Magoon, Dow, 1994)

II/III тип – характеризуется отношениями Н/С = 0,95–1,15 и С/О = 0,1–0,3.

Кероген указанного типа образуется преимущественно из органического вещества, накопленного в морских и прибрежно-морских (лагуны) обстановках, при поступлении достаточного количества гумусового ОВ (как правило, за счет повышенного содержания мацералов группы липтинита (смолы, кутикулы растений, спор и пыльцы)).

III/IV тип – характеризуется отношениями Н/С = 0,6–0,75 и С/О $\geq 0,3$.

Органическое вещество этого типа накапливается преимущественно в дельтовых условиях (прибрежно-морские обстановки), где присутствует достаточно большее количество гумусовой органики, а также есть условия для его быстрого окисления.

Преобразование органического вещества в катагенезе. Процесс преобразования ОВ в катагенезе длительный и стадийный. В катагенезе выделяют следующие подстадии: протокатагенез, мезокатагенез и апокатагенез.

Каждая из подстадий характеризуется определенными процессами, которые находят свое отражение в изменении различных численных характеристик пород/ОВ: показателя отражения витринита (или других мацералов), T_{max} пиролиза и др. На рис. 5 обобщены знания о положении главных зон нефте-, конденсато- и газообразования по мнению исследователей разных лет и школ.

Для целей предлагаемой классификации здесь важно, что разные типы ОВ вступают в главную фазу нефте- и/или газообразования при разных термобарических условиях.

Важнейшими свойствами НГМТ являются их литологические характеристики (отражающие обстановки накопления пород) и свойства органического вещества (его количество, тип и катагенетическая преобразованность).

Опираясь на результаты предыдущих исследователей и собственные наработки, авторы настоящей работы предлагают свой подход к ранжированию НГМТ (табл. 5).

Предлагаемая классификация НГМП. Критерием для выделения классов НГМТ выбраны обстановки осадконакопления, так как именно они контролируют и литологию пород, и состав ОВ (Ступакова и др., 2023а; Ступакова и др., 2023b).

Предлагаемая обобщающая таблица 5 развивает идеи, предложенные в предыдущих публикациях (Ступакова и др., 2023а; Ступакова и др., 2023b) и организована следующим образом: по вертикали в левой части таблицы расставлены обстановки (от континентальных к морским) осадконакопления, в которых возможно формирование НГМП в седименто- и диагенезе. В средней части таблицы обозначена литология наиболее типичных НГМП, основная правая часть таблицы отведена характеристикам органического вещества пород: составу, типу, концентрации, поведению в катагенезе.

Рассмотрим столбцы характеризующие ОВ (слева направо).

Тип ОВ – здесь обозначен тип ОВ по своему химическому (элементному) составу в соответствии с традиционными классификациями керогена по типу (Тиссо, Вельте, 1981). Отметим, что для обозначения типа ОВ пород, накопленных в некоторых обстановках предлагается, кроме римской цифры использовать индекс, указывающий на обстановки. Это представляется целесообразным, так как при схожем элементном составе (водородном и кислородном индексах) преобразование ОВ в катагенезе видимо в большей степени контролируется генезисом ОВ (сапропелевое оно или гумусовое) (Большакова и др., 2025; Большакова и др., 2024). Следующие столбцы отведены собственно численным характеристикам ОВ, получаемым по результатам наиболее типичных методов определения типа керогена: открытый пиролиз (водородный индекс) и элементный состав керогена (атомные соотношения водорода и углерода, а также кислорода и углерода). Видно, что «поля» химических характеристик ОВ для разных типов пород порой пересекаются, но на наш взгляд это оправдано, т.к. разные типы ОВ описываются различными комбинациями характеристик ОВ.

Следующая группа характеристик ОВ – это его «поведение» в катагенезе, на каких грациях (в соответствии со шкалой катагенеза Н.Б.Вассоевича) катагенеза ОВ, накопленное в тех или иных обстановках ОВ вступает в фазу генерации УВ флюидов. Начало той или иной грации катагенеза чаще всего определяется по показателю отражения витринита (R_V , %) (или пересчитывается на показатель отражения эквивалента витринита (R_{Veq} , %) по показателям отражения других мацералов – референсные значения этих индикаторов зрелости ОВ приведены в таблице 5. ОВ разного происхождения (типа) вступает в главную фазу нефтегазообразования на разных грациях катагенеза, определенных по ПОВ (табл. 5). Это существенно отличает предлагаемый подход к ранжированию ОВ. Ведь, например, сапропелевое ОВ докембрийских пород по элементному составу, относящееся к типу III

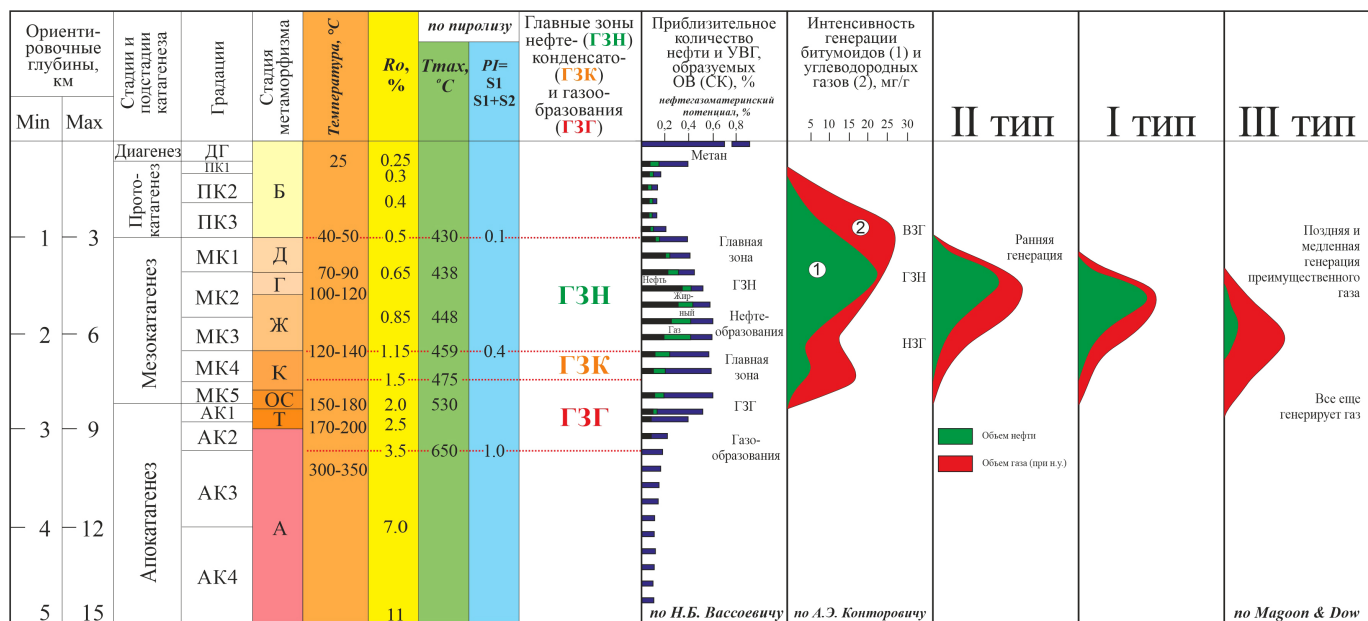


Рис. 5. Основные параметры углефикации и зрелости органического вещества НМТ по данным пиролиза (сильно переработано по: Вассоевич, 1983; Вассоевич, 1984; Конторович, 2004; Espitalie, 1986;), а также зональность нефтегазообразования (положение зон ГЗН и ГЗГ).

Литофации		Генерационное качество ОБ			Преобразование в катагенезе				Кол-во ОБ в разрезе						
Группа	Класс	Тип обстановки осадконакопления Группа фаций/фации	Литотип породы	тип ОБ	HI, мгУВ/ТОС	Элементный состав		Начало генерации			Преобладающий тип генерируемого флюида	Сорг, %		Ожидаемая мощность, м	
						О/С ат	Н/С ат	градация катагенеза	Tmax, °C	RV, %		средн.	min-max		
Керогеново/углисто - глинисто - карбонатно - кремнистые	Континентальные	Аллювиальные. Меандрирующие реки. Пойма (болотные)	угли, углистые аргиллиты, аргиллиты	III лимн	150-300	0,15-0,3	0,75-0,95	МК2-МК3	448-459	0,65-1,15	газ	3-5	0,5 - 80	<10	
		Озёрные. Гидрогеологически открытые и гидрогеологически закрытые	высокоуглеродистые глинистые/ кремнисто-глинистые породы, аргиллиты, горючие сланцы	I	>600	<0,1	>1,45	МК1	430-438	0,5-0,65	нефть	1,5	0,3 - 50	5-20	
	Прибрежно-морские (переходные)	Дельтовые. Флювиальные. Межрусловые участки дельтовой равнины и прodelьта	угли, углистые алевролиты, углистые аргиллиты, аргиллиты	III пар	100-200	0,15-0,3	0,7-0,9	МК2-МК3	448-459	0,65-1,15	газ	3-5	0,5 - 80	<5	
		Волновое побережье (барьерного типа). С терригенной/карбонатной седиментацией. Лагуны. Приливо-отливное побережье. С терригенной седиментацией. Марши и надприливная зона	аргиллиты, мергели, карбонатные аргиллиты, известняки микрозернистые (мадстоун), известняки пеллоидные (вакстоун) аргиллиты, угли	III/IV III/II	50-150	0,15-0,4	0,6-0,75	МК2-МК3	448-459	0,65-1,15	газ	3-5	0,5 - 85	<5	
	Морские	Шельф. С карбонатной седиментацией (окаймленный шельф, рамп). Зарифовая лагуна и шельфовая равнина	мергели, аргиллиты, карбонатные аргиллиты, известняки микрозернистые (мадстоун)	II мелков	300-600	0,1-0,2	1,15-1,35	МК1	430-435	0,5-0,65	нефть	2-5	0,5 - 25	10-100	
		Шельф. С терригенной седиментацией. Штормовые гряды, протоки огонно-нагонных течений, вдольбереговые валы, рифели	аргиллиты	II/III	250-350	0,1-0,3	0,95-1,15	МК1-МК2	430-448	0,5-0,85	нефть, газ	2-4	0,5 - 45	10-100	
		Относительно глубоководные впадины на шельфе. Холодноводные и тепловодные	высокоуглеродистые карбонатно-глинистые, высокоуглеродистые кремнисто-глинистые породы, мергели, аргиллиты, горючие сланцы, известняки микрозернистые (мадстоун), известняки органогенные (вакстоун), силициты	II глуб	300-750	0,1-0,2	1,15-1,35	ПК3-МК1	430-435	0,4-0,5	нефть	2-15	0,5 - 33	10-100	
		Относительно глубоководные впадины на шельфе.	докембрийские карбонатно-глинистые, кремнисто-глинистые породы, мергели, аргиллиты, известняки	II S	300-750	0,1-0,2	>1,0	ПК	425-430	0,4-0,5	нефть	2-13	0,5 - 30	10-100	
					II-III	300-600	0,1-0,4	0,9->1,0	МК1	430-435	0,5-0,6	нефть	до 1	0,2-2	n*100

Табл. 5. Классификация нефтегазоматеринских пород по обстановкам их накопления

(Ситар и др., 2022; Кожанов и др., 2021; Сивкова и др., 2021; Jarrett et al., 2019) (оксисорбосапропелиты в классификации Т.К.Баженовой (2020) ведет себя в катагенезе иначе, чем гумусовое ОБ типа III углей (Большакова и др., 2025; Большакова и др., 2024). Это же справедливо для ОБ с высоким углеводородным потенциалом: в зависимости от того, каков его генезис, потенциал в катагенезе будет реализовываться по-разному (Большакова и др., 2024, Большакова и др., 2025). Также к набору характеристик «преобразование ОБ в катагенезе» отнесена информация о том, какой фазовый состав флюида доминирует при генерации тем или иным ОБ.

Самый правый блок по вертикали – характеристики, позволяющие численно оценить масштабы генерации нефти и газа в нефтегазоносном бассейне, опираясь на количество органического вещества в осадочных горных породах – это концентрации ОБ и собственно количество пород, показанное через их толщины. Оба этих фактора контролируются в первую очередь условиями осадконакопления, а для органического вещества – и условия диагенеза зачастую не менее важны.

То есть в предлагаемой классификации основным классификационным критерием предлагается рассматривать обстановки осадконакопления и генезис ОБ, а от комбинации этих факторов будет зависеть преобразование ОБ пород в нефть и газ, а значит и точность прогноза нефтегазоносности.

Заключение

Таким образом, предложен комплексный подход к классификации НГМП, для которых характерны различия в содержании органического вещества, его потенциале и закономерностях катагенетического преобразования ОБ. В предлагаемой классификации учтены классические и современные взгляды на характеристику органического вещества различных типов, учтены особенности мацерального состава ОБ и условий осадконакопления пород, содержащих ОБ.

Финансирование/Благодарности

Исследование выполнено в рамках государственного задания МГУ имени М.В. Ломоносова.

Авторы выражают благодарность рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Литература

- Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. (2000). Геология и геохимия нефти и газа. М.: Изд-во МГУ, 384 с.
- Баженова Т.К. (2020). Основы региональной органической геохимии. М.: ГЕОС, 120 с.
- Битнер А.К., Прокатьев Е.В. (2019). Геология и геохимия нефти и газа. Красноярск: Сиб. фед. ун-т, 428 с.
- Большакова М.А., Кожанов Д.Д., Габдрахманова Д.И., Ситар К.А., Воронин А.Д. (2025). Особенности реализации генерационного потенциала органического вещества III типа. *Practice GeoChemistry 2024. Сборник тезисов научно-практической конференции*. Новокузнецк: Знание-М, 224 с. DOI: 10.38006/00255-059-3.2025.1.224
- Большакова М.А., Кувинов И.В., Макарова Е.Ю., Зотова П.Г., Бычков А.Ю., Пронина Н.В., Козлова Е.В., Натитник И.М., Мальцев В.В., Савельева Е.В., Скорев В.Б. (2024). Экспериментальное моделирование генерации нефти породами, обогащенными органическим веществом континентального происхождения. *Вестник Московского университета. Серия 4. Геология*, 5, с. 91–103.
- Большакова М.А., Ситар К.А., Кожанов Д.Д. (2024). Об особенностях состава и свойств древних нефтегазоматеринских отложений. *Записки Горного института*, 269, с. 700–707.
- Большая Российская энциклопедия. <https://old.bigenc.ru/geology/text/2264146?ysclid=le75fu8ir1979220957>
- Вассоевич Н.Б. (1983). Геохимия органического вещества и происхождение нефти. М.: Недра, 375 с.
- Вассоевич Н.Б. (1986). Геохимия органического вещества и происхождение нефти. М.: Наука, 368 с.
- Вассоевич Н.Б., Неручев С.Г., Конторович А.Э. и др. (1984). Моделирование процессов катагенеза органического вещества и нефтегазообразования. Л.: Недра, 140 с.
- Галкин В.И., Кочнева О.Е. (2017). Геология и геохимия нефти и газа. Пермь: Из-во ПНИПУ, 181 с.
- Ганиев Р.Р., Смелков В.М. (2018). Геология и геохимия горючих ископаемых. Казань: Изд-во Казанского университета, 288 с.
- Геологический словарь (1995). Под ред. А.Н. Криштофовича. Т.2. М.-Я. М.: ВСЕГЕИ, 403 с.
- Геологический словарь (2011). Третье изд. Под ред. О.В. Петрова. Т.2. К.-П. СПб.: ВСЕГЕИ, 480 с.
- Доценко В.В., Прозорова Г.Н., Резников А.Н., Тимофеев А.А. (2008). Геология и геохимия нефти и газа. Ростов-на-Дону: Изд-во ЮФУ, 245 с.
- Ермолкин В.И., Керимов В.Ю. (2012). Геология и геохимия нефти и газа. М.: Издательский дом Недра, 460 с.
- Кожанов Д.Д., Большакова М.А. (2024). Оценка вклада докембрийских отложений в формирование нефтеносности восточной части Волго-Уральского бассейна по результатам моделирования. *Записки Горного института*, 266, с. 199–217.
- Кожанов Д.Д., Большакова М.А., Хопта И.С., Мордасова А.В., Ступакова А.В., Заглядин Я.А., Борисова М.С., Завьялова А.П., Чулахина В.В., Сахатов Т.Р. (2021). Геолого-геохимические условия формирования нефтегазоносности рифей-вендских отложений северной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна. *Георесурсы*, 23(2), с. 73–86. DOI: 10.18599/grs.2021.2.5
- Конюхов А.И., Богомолов А.Х., Карнюшина Е.Е., Ступакова А.В. (2020). Нефть, газ и уголь в Московском государственном университете имени М.В. Ломоносова. 1945–2020 годы. *Научный журнал Российского газового общества*, 26(3), с. 64–70.
- Конторович А.Э. (2004). Очерки теории нафтидогенеза: избранные статьи. Науч. ред. С.Г. Неручев. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 545 с.
- Сивкова Е.Д., Ступакова А.В., Калмыков А.Г., Сауткин Р.С., Большакова М.А. (2023). Верификация пиролитических данных при оценке потенциала и катагенетической преобразованности протерозойских низкоуглеродистых формаций Восточной Сибири. *Георесурсы*, 23Т(2), с. 56–66. DOI: 10.18599/grs.2021.2.5
- Ситар К.А., Георгиевский Б.В., Большакова М.А., Сауткин Р.С. (2022). Комплексная оценка условий формирования нефтегазоматеринского потенциала отложений неопротерозоя. *Георесурсы*, 24(2), с. 47–59. DOI: 10.18599/grs.2022.2.8
- Справочник по геохимии нефти и газа (1998). Под ред. С.Г. Неручева. СПб.: ОАО «Издательство «Недра», 576 с.
- Ступакова А.В., Поляков А.А., Малышев Н.А., Сауткин Р.С., Вержбицкий В.Е., Комиссаров Д.К., Волянская В.В., Осипов С.В., Большакова М.А., Суслова А.А., Калмыков А.Г., Ситар К.А., Воронин М.Е., Карпушин М.Ю., Мордасова А.В., Коробова Н.И. (2023а). Критерии нефтегазоносности осадочного бассейна. *Георесурсы*, 25(2), с. 5–21. DOI: 10.18599/grs.2023.2.1
- Ступакова А.В., Коробова Н.И., Мордасова А.В., Сауткин Р.С., Сивкова Е.Д., Большакова М.А., Воронин М.Е., Суслова А.А., Карпушин М.Ю., Кожанов Д.Д., Махнутина М.Л., Шевчук Н.С., Богатырева И.Я., Чулахина В.В. (2023б). Обстановки осадконакопления как основа генетической типизации базовых критериев нефтегазоносности. *Георесурсы*, 25(2), с. 75–88. DOI: 10.18599/grs.2023.2.6
- Тиссо Б., Вельге Д. (1981). Образование и распространение нефти. М.: Изд-во Мир, 504 с.
- Espalitie J. (1986). Use of Tmax as a maturation index for different types of organic matter. Comparison with vitrinite reflectance. In: Burrus J. (Ed.) Thermal modelling in sedimentary basins. Editions Technip, Paris, pp. 475–496.
- Jarrett A., MacFarlane S., Palu T. et al. (2019). Source Rock Geochemistry and Petroleum Systems of the Greater McArthur Basin and Links to Other Northern Australian Proterozoic Basins. *Annual Geoscience Exploration Seminar 2019 Proceedings*. Darwin: NT Geological Survey, pp. 92–105.
- Magoon L.B., Dow W.G. (1994). The Petroleum System—from Source to Trap. *AAPG Memoir*, vol. 60, pp. 3–24. <https://doi.org/10.1306/M60585>
- Orr W.L. (1986). Kerogen/Asphaltene/Sulfur Relationships in Sulfur-Rich Monterey Oils. *Organic Geochemistry*, 10(4), pp. 499–516. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(86\)90049-5](https://doi.org/10.1016/0146-6380(86)90049-5)
- Pepper A.S., Corvi P.J. (1995). Simple kinetic models of petroleum formation—part I: oil and gas generation from kerogen. *Marine and Petroleum Geology*, 12(3), pp. 291–319. [https://doi.org/10.1016/0264-8172\(95\)98381-E](https://doi.org/10.1016/0264-8172(95)98381-E)
- Peters K.E., Cassa M.R. (1994). Applied Source-Rock Geochemistry. In: Magoon L.B., Dow W.G. (Eds.) The Petroleum System: From Source to Trap. *American Association of Petroleum Geologists*, Tulsa, pp. 93–120. <https://doi.org/10.1306/M60585C5>
- Sorkhabi R. (2017). Encyclopedia of Petroleum Geoscience. Springer International Publishing AG, 105 p.

Сведения об авторах

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, Ленинские горы, 1
e-mail: m.bolshakova@oilmsu.ru

Антонина Васильевна Ступакова – доктор геол.-мин. наук, заведующий кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых, директор Института перспективных исследований нефти и газа, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 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, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Ксения Александровна Ситар – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 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, Ленинские горы, 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, Институт геохимии и аналитической химии имени В.И. Вернадского РАН
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Наталья Владимировна Пронина – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Анастасия Петровна Вайтехович – инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, специалист Института перспективных исследований нефти и газа, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Статья поступила в редакцию 05.02.2025;
Принята к публикации 16.04.2025;
Опубликована 30.06.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

On the Oil and Gas Source Rocks Classification

M.A. Bolshakova^{1*}, *A.V. Stoupakova*¹, *R.S. Sautkin*¹, *K.A. Sitar*¹, *A.G. Kalmykov*¹, *E.A. Krasnova*^{1,2},
*N.V. Pronina*¹, *A.P. Vaytekhovich*¹

¹Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

²Vernadsky Institute of Geochemistry and Analytical Chemistry of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Maria A. Bolshakova, e-mail: m.bolshakova@oilmsu.ru

Abstract. The paper is devoted to the classification of oil and gas source rocks. Determination or prediction of the characteristics of oil and gas source sediments is one of the key factors in assessing the prospects and forecasting the oil and gas potential of a particular region. In the paradigm of the sedimentary-migration theory of oil and gas formation, an adequate assessment of the amount and properties of organic matter in sedimentary rocks is the key to an adequate calculation of oil and gas resources. The article presents an overview of approaches to ranking oil and gas source rocks based on various parameters and proposes a new comprehensive approach to the classification of oil and gas source rocks that generate oil and gas. An attempt was made to combine the characteristics of the mineral part and organic matter of oil and gas source strata in a new general classification. The prediction of the properties of oil and gas source sediments is based on the conditions of accumulation of these strata. The proposed classification can be used to assess the prospects for oil and gas potential, especially in conditions of insufficient data on potential oil and gas source sediments.

Keywords: oil and gas source rock, classification, organic matter

Recommended citation: Bolshakova M.A., Stoupakova A.V., Sautkin R.S., Sitar K.A., Kalmykov A.G., Krasnova E.A., Pronina N.V., Vaytekhovich A.P. (2025). On the Oil and Gas Source Rocks Classification. *Georesursy = Georesources*, 27(2), pp. 54–63. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.5>

Acknowledgements

The study was conducted under the state assignment of Lomonosov Moscow State University.

The authors express their gratitude to the reviewers for their valuable comments and suggestions that contributed to the improvement of the work.

References

- Bazhenova O.K., Burlin Yu.K., Sokolov B.A., Khain V.E. (2000). *Geology and geochemistry of oil and gas*. Moscow: Moscow State University Press, 384 p. (In Russ.)
- Bazhenova T.K. (2020). *Fundamentals of regional organic geochemistry*. Moscow: GEOS, 120 p. (In Russ.)
- Bitner A.K., Prokaten E.V. (2019). *Geology and geochemistry of oil and gas: a textbook. Manual*. Krasnoyarsk: Siberian Federal University, 428 p. (In Russ.)
- Bolshakova M.A., Kozhanov D.D., Gabdrakhmanova D.I., Sitar K.A., Voronin A.D. (2025). Features of the implementation of the generation potential of organic matter of type III. Proc. Conf. "Practice GeoChemistry 2024". Novokuznetsk: Znanie-M, 224 p. (In Russ.) DOI: 10.38006/00255-059-3.2025.1.224
- Bolshakova, M.A., Kuvinov, I.V., Makarova, E.Y. et al. Experimental Modeling of Oil Generation by Source Rocks Enriched with Continental Organic Matter. *Moscow Univ. Geol. Bull.* 79, 784–797 (2024). <https://doi.org/10.3103/S0145875224700765>
- Bolshakova M.A., Sitar K.A., Kozhanov D.D. (2024). On peculiarities of composition and properties of ancient hydrocarbon source rocks. *Journal of Mining Institute*, 269, pp. 700–707.
- Great Russian Encyclopedia. <https://old.bigenc.ru/geology/text/2264146?ysclid=le75fu8ir1979220957>
- Vassoevich N.B. (1983). *Geochemistry of Organic Matter and the Origin of Oil*. Moscow: Nedra, 375 p. (In Russ.)
- Vassoevich N.B. (1986). *Geochemistry of Organic Matter and the Origin of Oil*. Moscow: Nauka, 368 p. (In Russ.)
- Vassoevich N.B., Neruchev S.G., Kontorovich A.E. et al. (1984). *Modeling of organic matter catagenesis processes and oil and gas formation*. Leningrad: Nedra, 140 p. (In Russ.)
- Galkin V.I., Kochneva O.E. (2017). *Geology and geochemistry of oil and gas*. Perm: PNIPU, 181 p. (In Russ.)
- Ganiev R.R., Smelkov V.M. (2018). *Geology and geochemistry of fossil fuels*. Kazan: Kazan University, 288 p. (In Russ.)
- Geological Dictionary (1995). Ed. by A.N. Kristofovich. Vol. 2. Moscow: VSEGEI, 403 p. (In Russ.)
- Geological Dictionary (2011). Third edition. Ed. by O.V. Petrov. Vol. 2. SPb.: VSEGEI, 480 p. (In Russ.)
- Dotsenko V.V., Prozorova G.N., Reznikov A.N., Timofeev A.A. (2008). *Geology and geochemistry of oil and gas*. Rostov-on-Don: SFedU, 245 p. (In Russ.)
- Ermoolkin V.I., Kerimov V.Yu. (2012). *Geology and geochemistry of oil and gas: textbook for universities*. Moscow: Nedra, 460 p. (In Russ.)

Espitalie J. (1986). Use of Tmax as a maturation index for different types of organic matter. Comparison with vitrinite reflectance. In: Burrus J. (Ed.) Thermal modelling in sedimentary basins. Editions Technip, Paris, pp. 475–496.

Jarrett A., MacFarlane S., Palu T. et al. (2019). Source Rock Geochemistry and Petroleum Systems of the Greater McArthur Basin and Links to Other Northern Australian Proterozoic Basins. *Annual Geoscience Exploration Seminar 2019 Proceedings*. Darwin: NT Geological Survey, pp. 92–105.

Kozhanov D.D., Bolshakova M.A. (2024). Assessment of the contribution of Precambrian deposits to the formation of oil content in the eastern part of the Volga-Ural basin based on modeling results. *Journal of Mining Institute*, 266, pp. 199–217.

Kozhanov D.D., Bolshakova M.A., Khopta I.S., Mordasova A.V., Stoupakova A.V., Zaglyadin Ya.A., Borisova M.S., Zavyalova A.P., Chupakhina V.V., Sakhabov T.R. (2021). Geological and geochemical conditions of oil and gas potential formation in the Riphean-Vendian deposits of the northern part of the Volga-Ural oil and gas basin. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 73–86. (In Russ.) DOI: 10.18599/grs.2021.2.5

Konyukhov A.I., Bogomolov A.Kh., Karnyushina E.E., Stoupakova A.V. (2020). Oil, Gas, and Coal at Lomonosov Moscow State University. 1945–2020. *Scientific Journal of the Russian Gas Society*, 26(3), pp. 64–70. (In Russ.)

Kontorovich A.E. (2004). Essays on the theory of naphthidogenesis: Selected articles. Ed. S.G. Neruchev. Novosibirsk: Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, branch ‘Geo’, 545 p. (In Russ.)

Magoon L.B., Dow W.G. (1994). The Petroleum System—from Source to Trap. *AAPG Memoir*, vol. 60, pp. 3–24. <https://doi.org/10.1306/M60585>

Orr W.L. (1986). Kerogen/Asphaltene/Sulfur Relationships in Sulfur-Rich Monterey Oils. *Organic Geochemistry*, 10(4), pp. 499–516. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(86\)90049-5](https://doi.org/10.1016/0146-6380(86)90049-5)

Pepper A.S., Corvi P.J. (1995). Simple kinetic models of petroleum formation—part I: oil and gas generation from kerogen. *Marine and Petroleum Geology*, 12(3), pp. 291–319. [https://doi.org/10.1016/0264-8172\(95\)98381-E](https://doi.org/10.1016/0264-8172(95)98381-E)

Peters K.E., Cassa M.R. (1994). Applied Source-Rock Geochemistry. In: Magoon L.B., Dow W.G. (Eds.) *The Petroleum System: From Source to Trap*. *American Association of Petroleum Geologists*, Tulsa, pp. 93–120. <https://doi.org/10.1306/M60585C5>

Sivkova E.D., Stoupakova A.V., Kalmykov A.G., Sautkin R.S., Bolshakova M.A. (2021). Verification of pyrolytic data in assessing the potential and catagenetic transformation of Proterozoic low-carbon formations of Eastern Siberia. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 56–66. (In Russ.) DOI: 10.18599/grs.2021.2.5

Sitar K.A., Georgievskiy B.V., Bolshakova M.A., Sautkin R.S. (2022). Comprehensive assessment of the conditions for the formation of the oil and gas source potential of Neoproterozoic deposits. *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 47–59. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.8>

Handbook of Oil and Gas Geochemistry (1998). Ed. S.G. Neruchev. St. Petersburg: Nedra, 576 p. (In Russ.)

Sorkhabi R. (2017). *Encyclopedia of Petroleum Geoscience*. Springer International Publishing AG, 105 p.

Stoupakova A.V., Korobova N.I., Mordasova A.V., Sautkin R.S., Sivkova E.D., Bolshakova M.A., Voronin M.E., Suslova A.A., Karpushin M.Yu., Kozhanov D.D., Makhnutina M.L., Shevchuk N.S., Bogatyreva I.Ya., Chupakhina V.V. (2023a). Sedimentation environments as the basis for genetic typing of basic criteria for oil and gas potential. *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 75–88. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.6>

Stoupakova A.V., Polyakov A.A., Malyshev N.A., Sautkin R.S., Verzhbitsky V.E., Komissarov D.K., Volyanskaya V.V., Osipov S.V., Bolshakova M.A., Suslova A.A., Kalmykov A.G., Sitar K.A., Voronin M.E.,

Karpushin M.Yu., Mordasova A.V., Korobova N.I. (2023b). Criteria for oil and gas potential of a sedimentary basin. *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 5–21. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.1>

Tissot B.P., Welte D.H. (1978). *Petroleum formation and occurrence*. Berlin-Heidelberg-New York: Springer-Verlag, 538 p.

About the Authors

Maria A. Bolshakova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: m.bolshakova@oilmsu.ru

Antonina V. Stoupakova – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Petroleum Geology Department, Head of the Petroleum Research Institute, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

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

Ksenia A. Sitar – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

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

Elizaveta A. Krasnova – Cand. Sci. (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

Natalia V. Pronina – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Anastasia P. Vaytekhovich – Researcher, Petroleum Research Institute, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 5 February 2025;
Accepted 16 April 2025; Published 30 June 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)