

УДК 550.8.01+550.8.05

doi: 10.55959/MSU0579-9406-4-2026-65-2-47-57

## О ПОДХОДАХ К ВОССТАНОВЛЕНИЮ ИСХОДНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИХ ПОРОД

Мария Александровна Большакова<sup>1</sup>✉, Глеб Антонович Шевченко<sup>2</sup>,  
Михаил Тарасович Деленгов<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; m.bolshakova@oilmsu.ru ✉, <https://orcid.org/0000-0001-9240-291X>

<sup>2</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; gleb.a.shevchenko@gmail.com

<sup>3</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; delengov.mihail@mail.ru

**Аннотация.** Для прогноза нефтегазоносности того или иного объекта (нефтегазоносного бассейна, области или района) применяют геолого-геохимический подход. Он основан на осадочно-миграционной теории происхождения нефти и газа. В данном подходе учитываются свойства нефтегазоматеринских отложений, а именно содержание и характеристики органического вещества, от которых зависит количество сгенерированных углеводородных флюидов. В статье рассмотрены способы реконструкции значений генерационного потенциала и концентрации органического вещества в нефтегазоматеринских породах на их катагенетически непретерпевшее состояние, если исследователь не располагает непретерпевшими образцами. Приведены наиболее часто применяемые подходы в российской органической геохимии. На примерах реальных нефтематеринских пород показано существенна ли разница в результатах, получаемых разными методами.

**Ключевые слова:** водородный индекс, органический углерод, исходный генерационный потенциал, исходное содержание органического углерода, пиролиз, нефтегазоматеринские породы, термическое созревание, катагенез, окисление

**Для цитирования:** Большакова М.А., Шевченко Г.А., Деленгов М.Т. О подходах к восстановлению исходных характеристик нефтегазоматеринских пород // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2026. № 2. С. 47–57.

## APPROACHES TO RECONSTRUCTING THE ORIGINAL CHARACTERISTICS OF SOURCE ROCKS

Maria A. Bolshakova<sup>1</sup>✉, Gleb A. Shevchenko<sup>2</sup>, Mikhail T. Delengov<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; m.bolshakova@oilmsu.ru ✉, <https://orcid.org/0000-0001-9240-291X>

<sup>2</sup> Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; gleb.a.shevchenko@gmail.com

<sup>3</sup> Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; delengov.mihail@mail.ru

**Abstract.** To predict the petroleum potential of a given object (petroleum basin or region), a geological and geochemical approach is used. This approach takes into account the properties of the source rocks, specifically their organic matter, its potential and content. The content and characteristics of organic matter directly influence the amount of hydrocarbon fluids expected in a given basin (according to the sedimentary-migration theory of oil and gas origin). This article examines methods for reconstructing the initial generation potential and concentrations of organic matter in source rocks when the researcher does not have immature samples. The most commonly used approaches in the Russian organic geochemistry community are presented. Source rocks examples are used to demonstrate whether there is a significant difference in the results obtained by different methods.

**Keywords:** hydrogen index, organic carbon, initial generation potential, initial organic carbon content, pyrolysis, source rocks, thermal maturation, catagenesis, oxidation

**For citation:** Bolshakova M.A., Shevchenko G.A., Delengov M.T. Approaches to Reconstructing the Original Characteristics of Source Rocks. *Moscow University Geol. Bull.* 2026; 2: 47–57. (In Russ.).

**Введение.** Для оценки перспектив нефтегазоносности того или иного осадочного бассейна исследователи, придерживающиеся осадочно-миграционной теории происхождения нефти, используют прогноз ресурсов с опорой на геохимические характеристики нефтегазоматеринских пород бассейна. Для численной оценки ресурсов с использованием объемно-геохимического метода необходимы свойства нефтегазоматеринской породы (НГМП): содержание в ней органического углерода

(ТОС, %) и генерационный потенциал этой породы (который может быть выражен через параметры  $S_2$ , мг УВ/г породы или HI, мг УВ/г ТОС). Причем необходима информация как о современных значениях этих параметров НГМП, так и исходных (катагенетически непретерпевших) показателях. Эти величины необходимы для прогноза вне зависимости от использования компьютерных технологий (например, бассейновое геолого-геохимическое моделирование), или традиционных расчетов «на

бумаге». Стоит отметить, что имеющиеся подходы к восстановлению исходных параметров не лишены влияния субъективного взгляда исследователя, применяющего ту или иную методику. Во многом неоднозначность связана с установлением типа органического вещества, недостаточностью набора доступных данных и сложностью в математическом описании многокомпонентных природных процессов. Кроме того, в данной работе не рассмотрены методы восстановления исходных параметров с поправкой на изменения массы породы при эмиграции углеводородов [Li et al., 2020], так как они пока не получили широкого применения в нашей стране.

Цель данной работы — продемонстрировать подходы, которыми пользуются современные специалисты по органической геохимии для «реконструкции» исходных характеристик НГМП: ТОС и генерационного потенциала. Для этого были проведены сбор, обобщение, систематизация и сравнение между собой опубликованных подходов к восстановлению исходного содержания органического вещества в породах, генерационного потенциала пород/органического вещества; показаны наиболее правомерные подходы с оценкой влияния выбранного метода реконструкции на результат.

Обобщение накопленного знания по данному вопросу представляется актуальным, так как от того, каким образом автор той или иной оценки потенциала бассейна определяет исходные (а вслед за ними

и уже реализованные) генерационные возможности материнских пород бассейна, напрямую зависит то расчетное количество нефти и газа, на которое они дают прогноз.

#### Восстановление генерационного потенциала.

Подходы к восстановлению  $HI_{исх}$  можно разделить на две группы: расчетные и графические. В группе расчетных методов используются формулы разной степени сложности, при графическом подходе используются тренды изменения в катагенезе потенциала органического вещества на модификациях диаграммы Ван-Кревелена, адаптированной к интерпретации результатов пиролиза.

#### Расчетные подходы.

$$HI_0 = HI + \frac{HI(T_{max} - 435)}{30}, \quad (1)$$

где  $HI_0$ , мг УВ/г ТОС — исходный водородный индекс;  $HI$ , мг УВ/г ТОС — замеренный водородный индекс;  $T_{max}$  — температура максимума скорости выхода пика  $S_2$  при пиролизе [Тиссо, Вельте, 1981].

По результатам петрологического описания органического вещества (ОВ) НГМП и оценке содержания керогена разного типа оптически (по мацеральному составу ОВ) можно предположить его исходный генерационный потенциал по следующей формуле [Peters et al., 2005]:

$$HI_0 = \left( \frac{\% \text{ type I}}{100} \times 750 \right) + \left( \frac{\% \text{ type II}}{100} \times 450 \right) + \left( \frac{\% \text{ type III}}{100} \times 125 \right) + \left( \frac{\% \text{ type IV}}{100} \times 50 \right). \quad (2)$$

Но при таком варианте оценки нужно помнить, что мацералы различных групп конверсируют в нефть/газ с разной интенсивностью, поэтому и содержание, например, липтинита будет уменьшаться в катагенезе быстрее относительно содержания витринита. Тем не менее такой расчет подходит для грубой, полуколичественной оценки потенциала.

**Графический подход.** При таком подходе предлагается воспользоваться знанием о трендах убыли потенциала органического вещества разного происхождения в катагенезе, например, на диаграмме  $HI-T_{max}$  (рис. 1) или на диаграмме  $HI-OI$ . Для того, чтобы получить знание о том, каким был  $HI_0$  необходимо нанести на диаграмму результаты пиролиза (катагенетически преобразованных или непреобразованных) образцов интересующей НГМП и затем по линиям трендов изменения  $HI$  «переместиться» по диаграмме до точки, соответствующей 420–430 °C по  $T_{max}$ . Водородный индекс, соответствующий этой позиции, и будет  $HI_0$ .

Схожие методы используются в нефтяной компании ВР [Фадеева и др., 2021], которые предлагают специфичные диаграммы для разных органотипов,

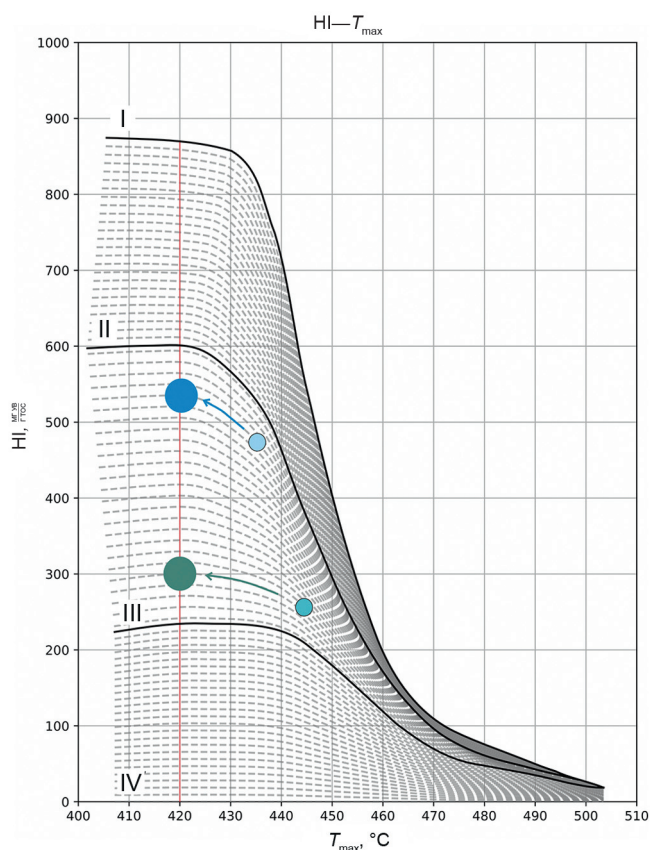


Рис. 1. Диаграмма  $HI-T_{max}$  с трендами для восстановления  $HI_0$  органического вещества

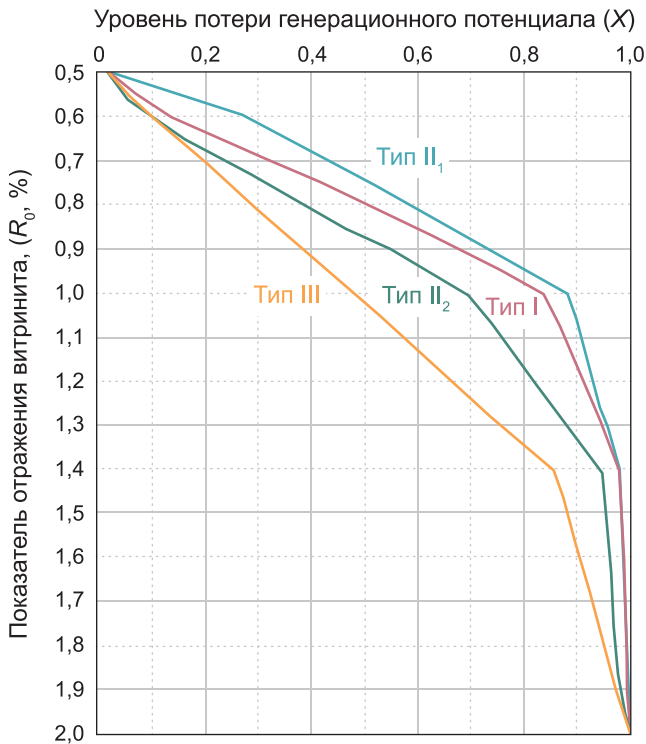


Рис. 2. Диаграмма для оценки уровня потери генерационного потенциала породы с разным типом ОБ в катагенезе [Lu et al. 2003; Du et al., 2023]

в соответствии с классификацией [Perper, Corvi, 1995] и другими исследователями [Зубков, 2022].

В работах [Lu et al., 2003; Wang et al., 2025] предлагается способ оценки уровня потери генерационного потенциала породы ( $S_2$ ) по мере созревания пород, причем этот уровень различен для ОБ разного типа при равном катагенезе (рис. 2). На предлагаемой диаграмме авторы выделяют два подтипа ОБ типа II: подтип II<sub>1</sub> — для которого характерен более высокий исходный генерационный потенциал, и тип II<sub>2</sub> — с относительно пониженным генерационным потенциалом; такое разделение довольно часто применяется современными исследователями, например оно показано в статье [Bai et al., 2022].

Определив тип ОБ и уровень катагенетической преобразованности исследуемой НГМП, можно найти  $X$  — коэффициент потери потенциала породы. Получив эту величину [Du et al., 2023], предлагается использовать формулу:  $S_2^0 = S_2 / (1 - X)$ . Таким образом можно определить значение исходного генерационного потенциала исследуемой НГМП.

**Восстановление содержания органического углерода в породе.** Содержание органического вещества в породах принято выражать через концентрацию в породах органического углерода — ТОС (Total Organic Carbon), %;  $C_{орг}$ , %. Содержание органического углерода в породах в ходе катагенеза уменьшается, так как углерод расходуется на образование нефти и газа.

Известно, что органическое вещество (ОБ) разного генезиса преобразуется в нефть и газ в различной степени и с разной интенсивностью [Тиссо, Вельте,

Таблица 1

Определение исходной концентрации органического углерода в породах обогащенных ОБ различного генезиса [Справочник..., 1998, с изменениями]

К началу градации катагенеза	Концентрация $C_{орг}^{исх}$ к началу катагенеза	
	Сапропелевое ОБ	Гумусовое ОБ
	Тип I-II	Тип III
ПК <sub>3</sub>	$1,03 \cdot C_{орг.ан.}$	$1,08 \cdot C_{орг.ан.}$
МК <sub>1</sub>	$1,14 \cdot C_{орг.ан.}$	$1,09 \cdot C_{орг.ан.}$
МК <sub>2</sub>	$1,43 \cdot C_{орг.ан.}$	$1,10 \cdot C_{орг.ан.}$
МК <sub>3</sub>	$2,32 \cdot C_{орг.ан.}$	$1,19 \cdot C_{орг.ан.}$
МК <sub>4</sub>	$2,66 \cdot C_{орг.ан.}$	$1,21 \cdot C_{орг.ан.}$
МК <sub>5</sub>	—	$1,22 \cdot C_{орг.ан.}$
АК <sub>1</sub>	$3,01 \cdot C_{орг.ан.}$	$1,23 \cdot C_{орг.ан.}$
АК <sub>2</sub>	$3,16 \cdot C_{орг.ан.}$	$1,26 \cdot C_{орг.ан.}$
АК <sub>3</sub>	$3,23 \cdot C_{орг.ан.}$	$1,31 \cdot C_{орг.ан.}$
АК <sub>4</sub>	$3,26 \cdot C_{орг.ан.}$	$1,33 \cdot C_{орг.ан.}$
Графит	$3,27 \cdot C_{орг.ан.}$	$1,43 \cdot C_{орг.ан.}$

Примечания.  $C_{орг}^{исх}$  — концентрация органического углерода в катагенетически необразованных породах;  $C_{орг.ан.}$  — остаточная концентрация органического углерода, полученная аналитически.

1981]. Более половины сапропелевого ОБ способно превратиться в УВ. Процесс конверсии данного типа ОБ происходит в более «мягких» термобарических условиях, чем для гумусового ОБ. Доля органического углерода, который может «перейти» в газ/нефть для гумусового ОБ ниже и составляет по разным оценкам 15–20% (т. е. менее половины) [Тиссо, Вельте, 1981].

Таким образом, понятно почему для восстановления исходных концентраций органического углерода большинству исследователей необходимы следующие характеристики: содержание органического углерода (остаточное) (определенное по пиролизу, элементному составу керогена или газовольметрическим методом), катагенетическая зрелость исследуемой породы и тип ОБ в ней (определяются петрологически или геохимически по результатам анализа элементного состава керогена или пиролиза пород/керогена).

Рассмотрим, как подходят к реконструкции исходного массового содержания в породе органического углерода (его, как правило, обозначают  $C_{орг}^{исх}$ ,  $C_{орг}^0$ ,  $ТОС_0$  или  $ТОС_{исх}$ ) разные авторы. Для реконструкции  $ТОС_{исх}$  пользуются преимущественно расчетными методами, но предложен и графический способ.

В этой работе рассмотрены, вероятно, не все существующие подходы к реконструкции  $ТОС_0$ , но наиболее широко известные. Там, где авторы публикаций не указывают тип вещества по наиболее широко применяемой сегодня классификации ОБ [Peters, Cassa, 1994; Тиссо, Вельте, 1981], согласно которой его тип определяется исходным

Таблица 2

Коэффициенты пересчета концентрации  $C_{орг}$  в породе на начало катагенеза. Расчет на конец каждой градации [Баженова, 2020, с изменениями]

На конец градации катагенеза	Сапропелиты				Сапропелито-гумиты (С-Г)			Гумиты	Смеш. ОВ майкопской серии Р-Н (водоросли, зооостатки, примесь гумитов)*
	Альгосапропелиты	Оксисорбосапропелиты	Альгозоо-сапропелиты		75 %, 25 %	50 %, 50 %	25 %, 75 %		
			Основа — цианеи	Основа — тентакулиты					
	I	I-II	II	II-S	II	II	II-III		
ПК <sub>3</sub>	1,02	1,05	1,01	1,27	1,02	1,02	1,03	1,03	1,02
МК <sub>1</sub>	1,30	1,23	1,21	1,51	1,23	1,17	1,11	1,07	1,10
МК <sub>1</sub> <sup>2</sup>	1,53	1,44	1,38	1,57	1,39	1,28	1,16	1,09	1,22
МК <sub>2</sub> <sup>2</sup>	1,94	1,70	1,54	1,66	1,66	1,43	1,23	1,13	
МК <sub>3</sub>	2,35	1,89	1,68	1,76	1,87	1,57	1,28	1,15	1,56
МК <sub>4</sub>	2,42	1,93	1,77	1,80	1,92	1,60	1,30	1,17	1,93
МК <sub>5</sub>	2,50	1,98	1,84	1,83	1,96	1,61	1,32	1,18	
АК <sub>1</sub>	2,57	2,01	1,89	1,84	2,01	1,66	1,36	1,21	2,09
АК <sub>2</sub>	2,70	2,04	2,04	1,85	2,13	1,76	1,44	1,29	
Конец катагенеза	2,85	2,20	2,19	1,93	2,23	1,89	1,56	1,40	2,24

Примечание. \* пересчет на ПК<sub>2</sub>.

генерационным потенциалом, мы добавили эту информацию.

*Расчетные методы.* С.Г. Неручев с соавторами [Справочник..., 1998] предлагает следующий способ вычисления исходной концентрации органического углерода в породах (табл. 1).

Чтобы воспользоваться этим подходом исследователю необходимо знать зрелость и тип ОВ исследуемых пород. Далее он путем умножения на предлагаемые коэффициенты получает искомую исходную концентрацию в породе органического углерода. В основу полученных коэффициентов положен расчет балансовых моделей генерации и эмиграции углеводородов. Потеря массы ОВ рассчитывалась по изменению выхода летучих компонентов, состав которых определялся количеством битумоидов (хлороформенный и спирто-бензольный), легких углеводородов, газа и воды. Решая систему балансовых уравнений для конца каждой градации катагенеза, высчитывался углерод, сохранившийся в органическом веществе после процессов генерации. Соответственно пересчетный коэффициент определялся по изменению от исходного содержания углерода в ОВ до сохранившегося углерода после процессов нефтегазообразования [Генерация..., 1976; Баженова, 2020]. Эти исследования продолжались коллективом геохимиков Санкт-Петербурга [Неручев, Смирнов, 2007].

В книге «Основы региональной органической геохимии» Т.К. Баженовой [2020], которая работала с С.Г. Неручевым и развивала их совместные идеи, приведены подобного рода таблицы для большего разнообразия ОВ (табл. 2). Разделение типов ОВ на более привычные I–III приведены условно, для облегчения восприятия.

Видно, что пересчетные коэффициенты, полученные разными авторами, при помощи одного и того же подхода, несколько отличаются. Но сохраняется общая закономерность того, что в сапропелевом ОВ большая доля органического углерода способна при конверсии ОВ в катагенезе перейти в нефть/газ, чем в гумусовом.

В зарубежной литературе опубликованы формулы для расчета ТОС на катагенетически необработанное состояние ОВ ( $ТОС_0$ ). В книге «Гид по биомаркерам» [Peters et al., 2005] предлагается использовать формулу:

$$ТОС_0 = p \cdot HI \cdot \frac{ТОС}{HI_0(1 - TR)(p - ТОС) + HI \cdot ТОС}, \quad (3)$$

где  $p = 83\%$  — процент углерода в генерированной нефти;  $HI$  и  $HI_0$ , мг УВ/г ТОС — водородный индекс замеренный и исходный соответственно;  $TR$ , д.е. — коэффициент трансформации ОВ.

Для расчета коэффициента трансформации можно воспользоваться формулой [Peters et al., 2005]:

$$TR = 1 - \frac{HI \cdot ТОС \cdot (p - ТОС_0)}{HI_0 \cdot ТОС_0 \cdot (p - ТОС)} = 1 - \frac{S_2 \cdot (p - ТОС_0)}{S_2^0 \cdot (p - ТОС)}, \quad (4)$$

где  $p = 83\%$  — процент углерода в генерированной нефти;  $HI$  и  $HI_0$ , мг УВ/г ТОС — водородный индекс замеренный и исходный соответственно;  $ТОС$  и  $ТОС_0$  — содержание органического углерода в породе замеренное и исходное соответственно;  $S_2$  и  $S_2^0$  — пиролитический параметр  $S_2$ , замеренный

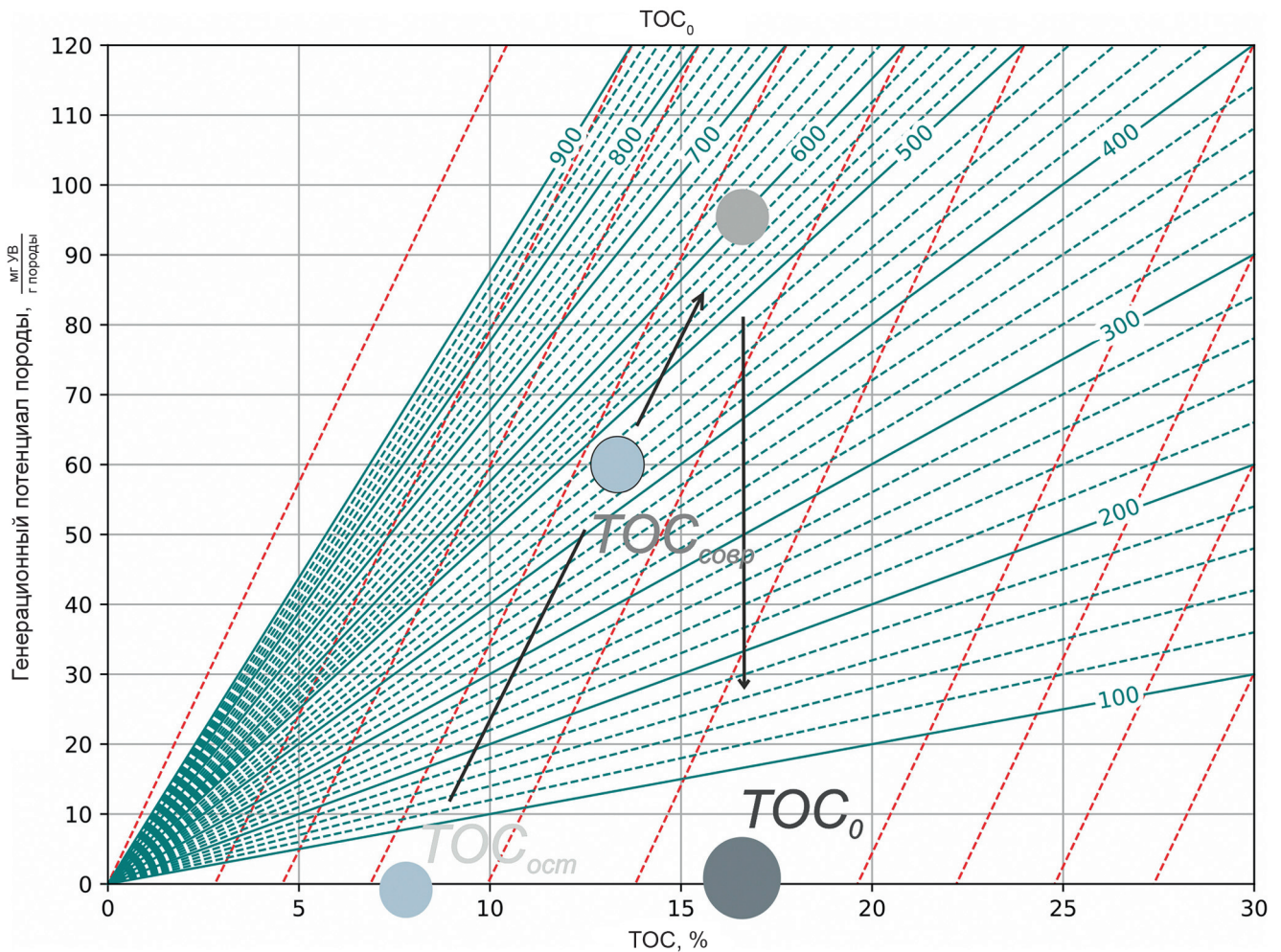


Рис. 3. Графический подход к реконструкции  $TOC_0$  (по [Jarvie, 2012])

и исходный соответственно, или формулой [Espitalie, 1986]:

$$TR = \frac{(HI_0 - HI) \cdot 1200}{HI_0 \cdot (1200 - HI)}, \quad (5)$$

где  $HI$  и  $HI_0$ , мг УВ/г  $TOC$  — водородный индекс замеренный и исходный соответственно; 1200 — максимально теоретически возможный по мнению IFR водородный индекс, исходя из допущения, что весь углерод в катагенезе конверсирует в УВ.

Также рассмотрим расчетный способ определения доли способного к генерации нефти и газа углерода в общем содержании органического углерода (иногда его обозначают как  $GOC$  — генерационно-способный органический углерод).

Принимаем, что нефть на 85 или 83 % по массе состоит из  $C$ , тогда максимальный расчетный  $HI_{исх}$  составляет  $1/0,085 = 1177$  (или  $1/0,083 = 1200$ ) мг УВ/г  $TOC$ . Тогда для любого данного (восстановленного, замеренного) исходного водородного индекса, содержание способного к генерации углерода составит  $TOC = HI_0 / 1177$  (1200).

Например, пусть  $HI_0 = 500$  мг УВ/г  $TOC$ . Тогда, если мы исходим из того, что в УВ 85 % углерода

(как представители американской и британской школы), то считать  $TOC$  следует так:  $500/1177 = 0,42$ . Если же мы исходим из того, что в УВ 83 % углерода (как представители советской и французской школы органической геохимии), то считать следует так:  $500/1200 = 0,41$ . Результаты расчетов близки и приводят нас к выводу о том, что доля углерода, способного к генерации в этой породе, составляет чуть менее половины.

**Графический подход.** [Jarvie, 2012] при интерпретации геохимических исследований высокоуглеродистых формаций предложил узнавать какие концентрации органического углерода содержались в породе до ее вступления в катагенез графически. Для этого им был создан специальный кросс-plot (рис. 3). По оси абсцисс нанесены концентрации  $TOC$  в массовых процентах, по оси ординат — генерационный потенциал породы, в мг УВ/г породы ( $S_2$ ). На кросс-plot в виде лучей нанесены линии исходного водородного индекса ( $HI_0$ ), а в виде красных пунктиров — линии расходования органического углерода в катагенезе.

Для того, чтобы воспользоваться этим способом реконструкции  $TOC_0$ , необходима информация о современном содержании в породе органического

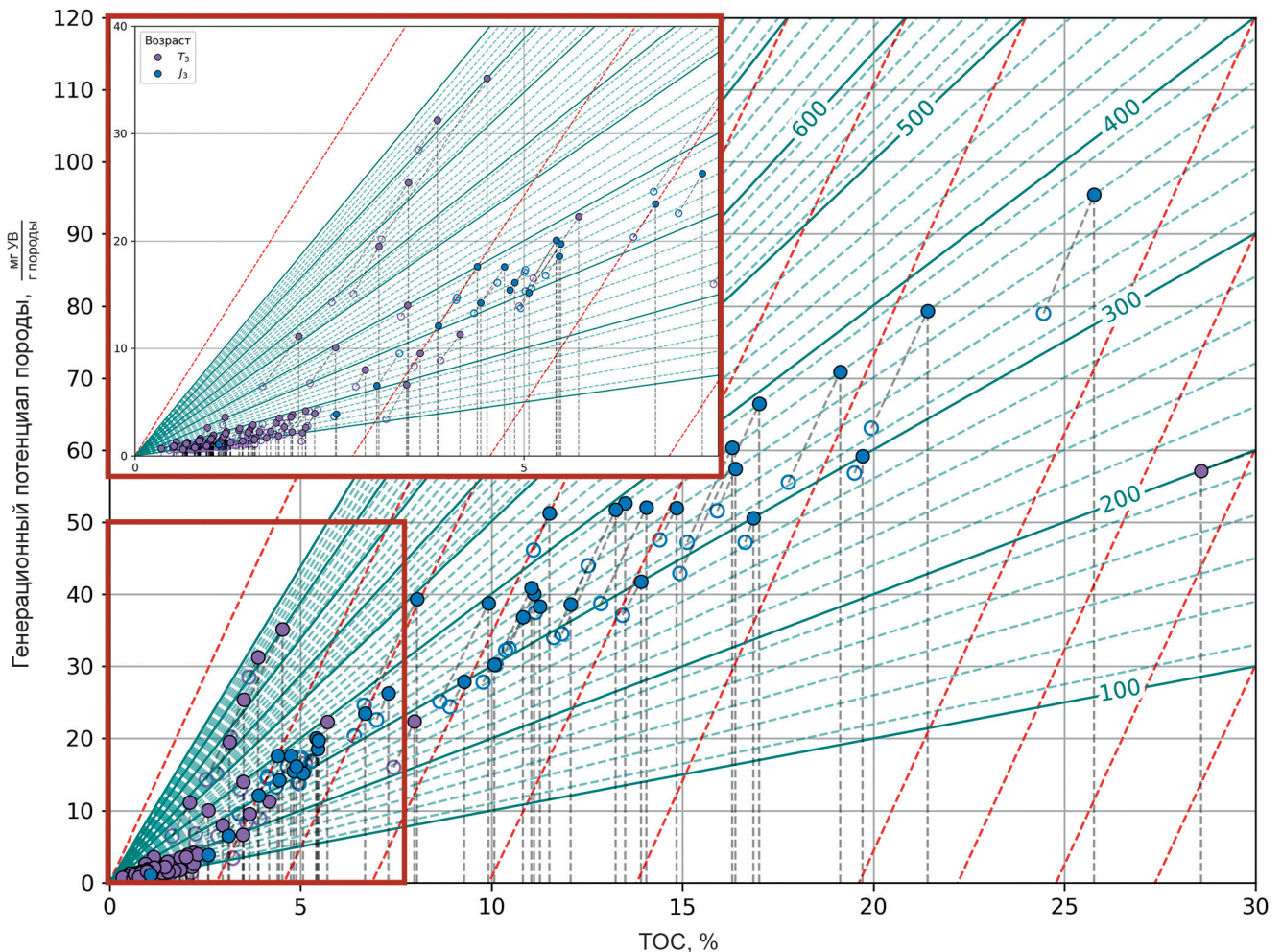


Рис. 4. Графический подход к реконструкции  $\text{TOC}_0$  с нанесенными результатами пересчета. Условные обозначения: современные значения — выколотые точки, восстановленные значения — залитые точки

углерода ( $\text{TOC}_{\text{совр}}$ ), площади пика  $S_2$  и об исходном водородном индексе ( $\text{HI}_0$ , мг УВ/г  $\text{TOC}$ ), поставить на кросс-плот точку, соответствующую замеренному в образце  $\text{TOC}$  и  $S_2$ , далее «подняться» вдоль ближайшего красного пунктира до луча, соответствующего исходному генерационному потенциалу ОБ исследуемой породы ( $\text{HI}_0$ ), затем из точки пресечения тренда образца вертикально опустить вниз линию до оси абсцисс — точка пересечения вертикали с осью покажет значение  $\text{TOC}_0$  (рис. 3). Этот график также позволяет оценить и содержание в породе органического углерода неспособного к генерации ( $\text{TOC}_{\text{ост}}$ ) — для этого от точки  $\text{TOC}_{\text{совр}}$  надо «спуститься» до оси абсцисс вдоль трендов убыли  $\text{TOC}$  в катагенезе (обозначенных красными пунктирными линиями), позиция пересечения тренда с осью  $\text{TOC}$  покажет  $\text{TOC}_{\text{ост}}$ .

**Восстановление  $\text{TOC}$  при выветривании.** При выведении на дневную поверхность горные породы подвергаются выветриванию. Изменяется и минеральная часть пород и органическое вещество, если оно присутствует в составе горных пород. При выветривании концентрация ОБ в породе уменьшается из-за его окисления, этот процесс подмечен давно и описан многими авторами [Ван Кревелен, 1960;

Durand, 1980; Деленгов и др., 2022; Du et al., 2023], но способов точной оценки убыли  $\text{TOC}$  пока так и не предложено. Исследователи сходятся в том, что пересчетный коэффициент деградации  $\text{TOC}$  ( $K_d$ ) для пересчета при выветривании зависит от климата, времени экспозиции и типа ОБ.  $K_d$  может составлять первые десятки (для рыхлых пород), но как правило 2–4 (для сцементированных) для сапропелевого ОБ и 1,5–1,6 — для гумусового ОБ [Durand, 1980; Деленгов и др., 2022, Du et al., 2023].

**Реконструкция исходных параметров для ОБ мезозойских НГМП Баренцевоморского бассейна.** Далее приведены примеры реконструкции исходных параметров для ОБ мезозойских НГМП Баренцевоморского бассейна.

Последовательность действий для восстановления значений для НГМТ может быть представлена следующим образом:

1) Восстановление  $\text{HI}_0$  (а также, определение типа органического вещества) двумя методами: графическим по диаграмме  $\text{HI}-T_{\text{max}}$  (рис. 1) и аналитическим (формула 1).

2) Расчет индекса трансформации (TR) по формуле 5, поскольку, в отличие от формулы 4, в ней не требуется знание об исходном  $\text{TOC}$ .

Таблица 3

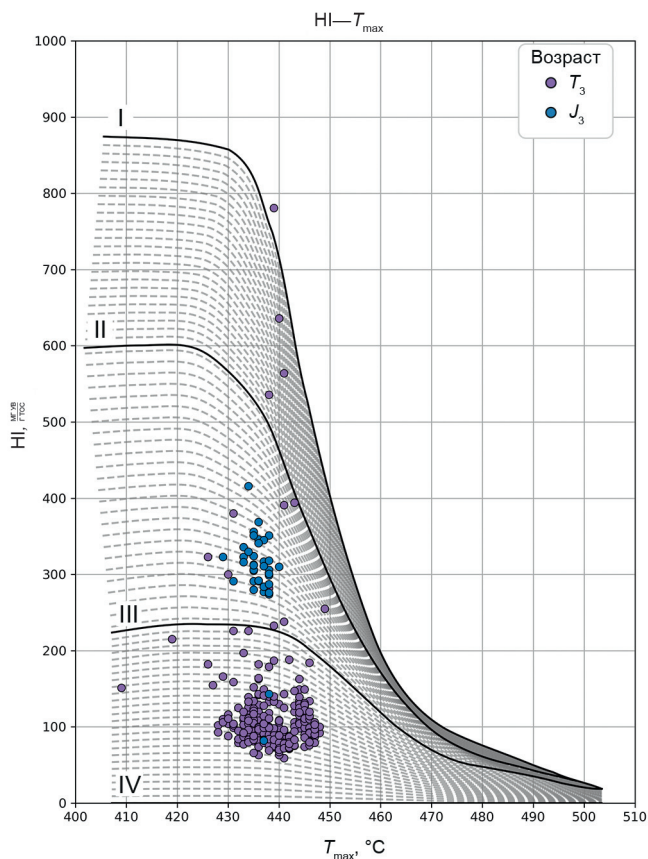


Рис. 5. Диаграмма HI-T<sub>max</sub> (Графический подход к реконструкции HI<sub>0</sub>) с нанесенными результатами пересчета

3) Расчет TOC<sub>0</sub> четырьмя способами: графическим (рис. 3), табличными методами Неручева (табл. 1) и Баженовой (табл. 2) и одним аналитическим (формула 3).

В качестве данных для осуществления тестового расчета были использованы результаты геохимических исследований по норвежской части Баренцева

Исходные данные по Баренцевоморскому нефтегазоносному бассейну [Norwegian Offshore Directorate, 2025]

TOC, %	S <sub>2</sub> , мг УВ	HI, мг УВ/г TOC	T <sub>max</sub> , °C	Тип ОВ	Градация катагенеза
<b>Верхнеюрская (J<sub>3</sub>) НГМТ, скважина 7122/6-1 (38)</b>					
19,5	56,82	291	431	2	МК <sub>1</sub>
11,1	46,14	416	434	2	МК <sub>1</sub>
2,56	3,67	143	438	3	МК <sub>2</sub>
24,45	78,98	323	429	2	ПК <sub>3</sub>
10,46	32,47	310	440	2	МК <sub>1</sub>
<b>Верхнетриасовая (T<sub>3</sub>) НГМТ, скважина 7120/2-1 (279)</b>					
40,44	158,16	391	441	2	МК <sub>2</sub>
3,65	28,49	781	439	1	ПК <sub>3</sub>
2,53	14,28	564	441	1	МК <sub>2</sub>
37,29	73,6	197	433	3	ПК <sub>2</sub>
5,12	16,53	323	426	2	ПК <sub>3</sub>
...					

моря: 38 значений для верхнеюрской (J<sub>3</sub>) НГМТ из скважины 7122/6-1 и 279 — для верхнетриасовой (T<sub>3</sub>) НГМТ из скважины 7120/2-1. В табл. 3 приведена некоторая часть этих данных (по 5 значений). Таблица с полным набором исходных данных и сырыми результатами расчетов приведена в приложении 1 (<https://disk.360.yandex.ru/i/DLdCR8m4k24R7g>).

Результаты применения графических подходов к восстановлению представлены на рис. 4 и 5. Часть результатов, полученных по индивидуальным замерам, представлена в табл. 4. Из нее видно, что для части значений восстановление исходных значений произвести не получилось (отмечены «-»), и что некоторые расчетные значения являются очевидно некорректными (исходные значения TOC и HI не могут

Таблица 4

Сравнение реконструкций для характеристик индивидуальных образцов (табл. 3)

HI, мг УВ/г TOC	HI <sub>0</sub> , мг УВ/г TOC		TOC, %	TOC <sub>0</sub> , %			
	График	[Тиссо, Вельте, 1981] (формула 1)		График	Peters, 2005	Неручев, 1998	Баженова, 2020
<b>Верхнеюрская (J<sub>3</sub>) НГМТ</b>							
291	300,56	252,2	19,5	19,71	19,66	22,23	21,45
416	454,58	402,13	11,1	11,52	11,59	12,65	12,21
143	148,01	157,3	2,56	2,59	2,57	2,82	2,89
323	333,51	258,4	24,45	25,77	24,66	25,18	24,94
310	355,50	361,67	10,46	10,82	10,95	11,92	11,51
<b>Верхнетриасовая (T<sub>3</sub>) НГМТ</b>							
391	498,65	469,2	40,44	-	43,41	57,83	49,34
781	874,46	885,13	3,65	3,89	4,64	3,76	3,72
564	749,76	676,8	2,53	3,52	3,53	3,62	4,91
197	199,69	183,87	37,29	28,57	37,35	-	-
323	326,19	226,1	5,12	5,42	5,14	5,27	5,22
...							

Таблица 5

Статистика по относительным различиям (дельтам) между расчетными значениями  $HI_o$  и  $ТОС_o$ 

Параметр	$\Delta HI_o =  HI_o [\text{График}] - HI_o [\text{Тиссо, Вельте, 1981}] $	$\Delta ТОС_o =  ТОС_o^1 - ТОС_o^2 $					
		<sup>1</sup> График <sup>2</sup> Peters, 2005	<sup>1</sup> График <sup>2</sup> Неручев, 1998	<sup>1</sup> График <sup>2</sup> Бажено- ва, 2020	<sup>1</sup> Peters, 2005 <sup>2</sup> Неручев, 1998	<sup>1</sup> Peters, 2005 <sup>2</sup> Баженова, 2020	<sup>1</sup> Неручев, 1998 <sup>2</sup> Баженова, 2020
<b>Верхнеюрская (<math>J_3</math>) НГМТ</b>							
Среднее (mean)	18,97	0,47	1,31	0,75	1,55	0,9	0,65
Медиана (p = 50%)	15,13	0,29	0,92	0,67	1,26	0,75	0,45
Стандартное отклонение (std)	16,99	0,48	1,2	0,52	1,35	0,67	0,71
Минимум (min)	0,58	0	0	0,04	0,10	0,08	0,02
Максимум (max)	75,11	1,74	5,29	2,47	6,08	2,95	3,14
<b>Верхнетриасовая (<math>T_3</math>) НГМТ</b>							
Среднее (mean)	12,27	0,09	0,10	0,10	0,17	0,13	0,07
Медиана (p = 50%)	7,99	0,04	0,07	0,08	0,08	0,09	0,03
Стандартное отклонение (std)	15,89	0,53	0,17	0,13	0,89	0,38	0,53
Минимум (min)	0,04	0	0	0	0	0	0
Максимум (max)	137,27	8,78	1,47	1,39	14,42	5,92	8,49

быть меньше современных). Для обоих параметров по нескольким значениям в строках наблюдаются значительные расхождения. Кроме того, наблюдаются две закономерности для:

$ТОС_o$  — ряд значений по степени схожести можно объединить в две группы: рассчитанные по графику и Петерсу (формула 3) и соответственно по Неручеву и Баженовой;

$HI_o$  — восстановленные по аналитической формуле 1 значения являются заниженными по сравнению с восстановленными графическим методом, но есть исключения, в которых расчетные значения сопоставимы.

Однако более информативное с точки зрения авторов сравнение результатов и визуализация представлены на гистограммах (рис. 6, 7) и в табл. 5 (основные статистические характеристики) соответственно. Для построения этого сравнения рассчитывались абсолютные отклонения расчетных значений (ошибок) одного метода от другого:  $HI_o$  — всего одно сравнение (использовалось всего два метода),  $ТОС_o$  — шесть попарных сравнений (каждого метода с каждым) результатов по четырем методам.

Гистограммы позволяют «перейти» от работы с индивидуальными значениями к агрегированным, описывающим выборку в целом, тем самым уменьшить влияние шума и выбросов (экстремальных значений). В процессе ее построения производится бинирование данных — определение бинов (границ интервалов для значений) и распределение исходных значений в соответствующие интервалы.

Важно отметить логарифмический масштаб, который делает визуализацию полезной, поскольку в противном случае все значения смещены к началу координатной оси. В нормальном масштабе распределение имеют форму, похожую на экспонен-

циальную, тогда как переход к логарифмическому масштабу делает его похожим на нормальное.

По гистограммам и табл. 5 видно, что:

1) Для  $HI_o$  значительных различий в распределении дельт по возрастам не наблюдается (сопоставимые значения для среднего и стандартного отклонения), тогда как для  $ТОС_o$  картина иная — дельты для замеров возраста  $T_3$  принимают в целом меньшие значения, чем для возраста  $J_3$ ;

2) Для верхнетриасовых НГМП наблюдается меньше различий в  $ТОС_o$  между методами (исходя из средних, медиан и стандартных отклонений), тогда как вариации для верхнеюрских значительны;

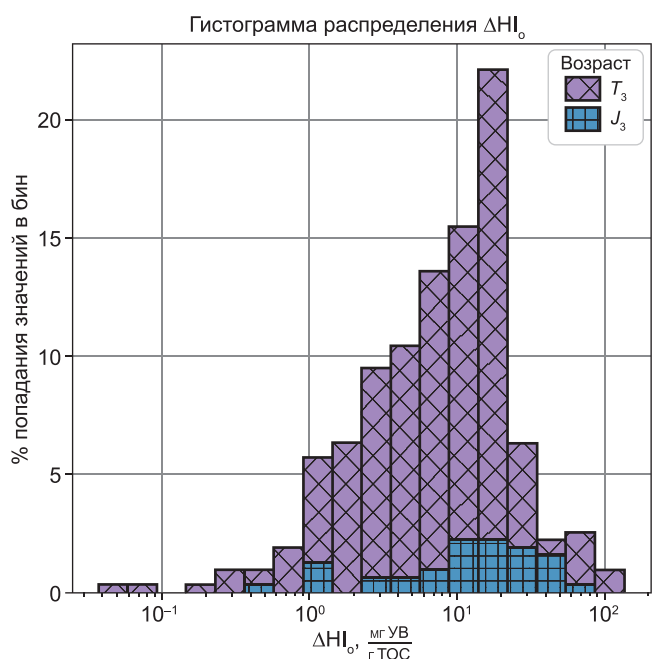


Рис. 6. Гистограммы распределения дельт между расчетными значениями  $HI_o$

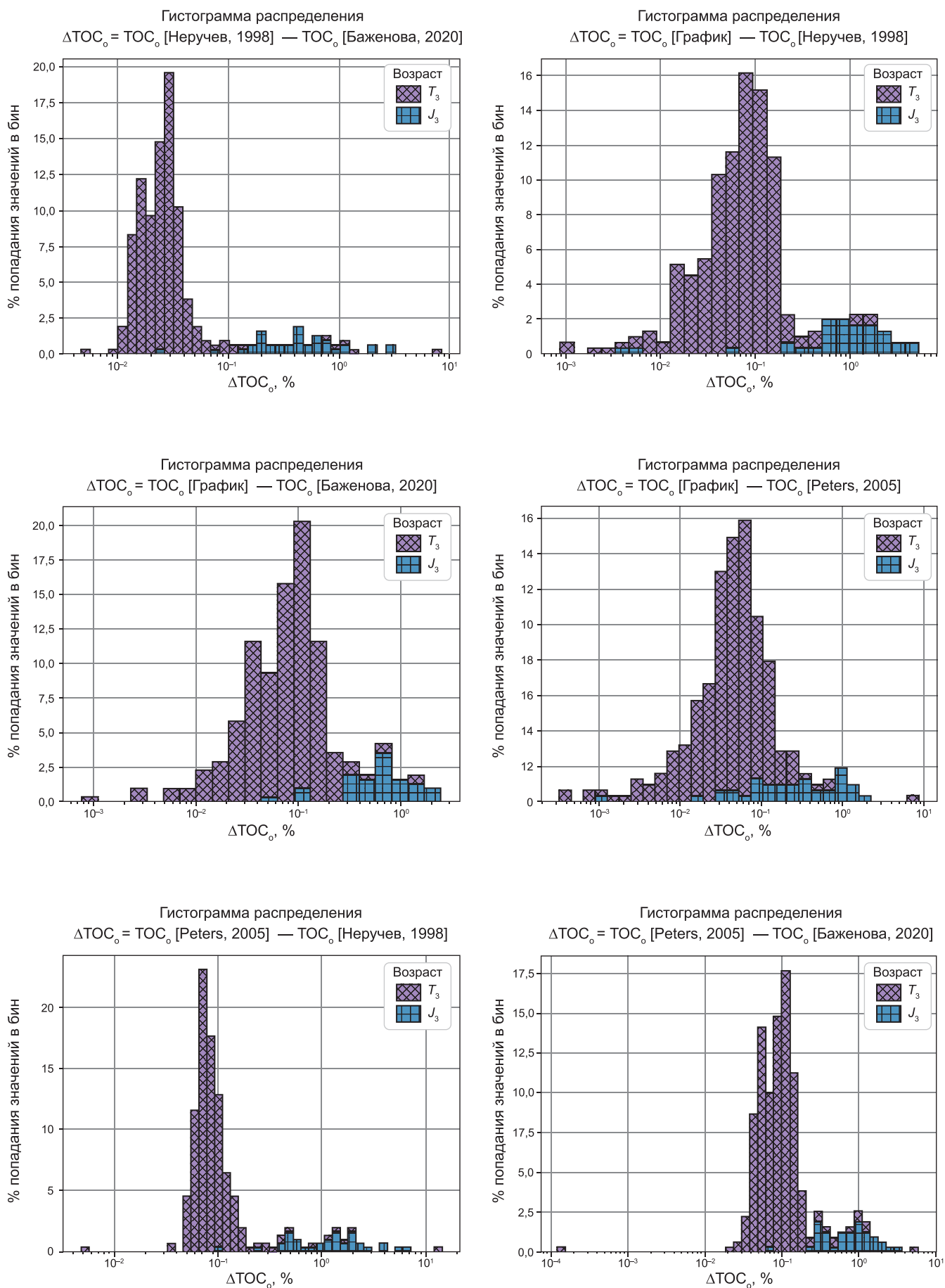


Рис. 7. Гистограммы распределения дельт между расчетными значениями  $TOC_0$

3) Наибольшие различия дельт имеются между следующими методами: графическим, аналитическим методом Петерса (формула 3) и табличным методом Неручева.

Минимумы и максимумы демонстрируют то самое влияние экстремальных значений на выборку, когда восстановленные значения совсем не различаются между 2 методами и когда различаются очень сильно.

**Выводы.** Главные выводы, которые можно сделать из результатов выше и которые обязательно необходимо учитывать, следующие.

*Для графических методов:* большое значение играет подложка/палетка. Ее изменение может привести к значительному изменению результатов (например: существует множество вариаций диаграмм  $HI-T_{max}$  от разных авторов, которые могут давать достаточно разные результаты).

*Для табличных методов:* очень важна точность определения свойств, по которым производится выбор коэффициентов. Пример: в табл. 2 некорректное или вовсе отсутствующее определение относительного содержания сапропелитовой и гумитовой составляющей приведет к принципиально разным результатам пересчета.

*Для всех методов:* всегда очень важен источник данных. Так, например, при использовании различных восстановленных значений  $HI$  при расчете исходного ТОС по формуле или графическим методом, точность определения первичного параметра непосредственно сказывается на втором. Кроме того, у всех методов есть граница применимости. Например, для графического метода для ТОС<sub>0</sub> при значениях ТОС выходящих за границы палетки расчет исходных значений становится невозможным без ее модификации. Аналогично, для табличных методов восстановления  $S_{орг}$  для замеров с грацией катагенеза ниже ПК<sub>3</sub> произвести расчет не представляется возможным.

**Заключение.** Показаны наиболее применяемые российскими геохимиками подходы к реконструкции исходных параметров НГМП: генерационного потенциала и содержания органического углерода,

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Баженова Т.К. Основы региональной органической геохимии. М.: ГЕОС, 2020. 120 с.

Ван-Кревелен Д. В., Шуер Ж. Наука об угле. М., 1960. 303 с.

Вассоевич Н.Б., Неручев С.Г., Конторович А.Э. и др. Моделирование процессов катагенеза органического вещества и нефтегазообразования. Л.: Недра, 1984. 140 с.

Генерация углеводородов в процессе литогенеза пород // Труды института геологии и геофизики / Отв. ред. А.А. Трофимук, С.Г. Неручев. Новосибирск: Наука, 1976. 202 с.

Деленгов М.Т., Фадеева Н.П., Большакова М.А., Козлова Е.В. Об изменении органического вещества осадочных горных пород в гипергенезе // Георесурсы. 2022. Т. 24, № 2. С. 36–46.

так необходимых для количественной оценки ресурсов НГБ или более локальных объектов.

Приведена также краткая информация об изменении ТОС пород при выветривании, но данный вопрос остается недостаточно изученным.

Рассмотренные в работе примеры реальных НГМП дают возможность ощутить чувствительность подобного рода реконструкций к выбранному способу расчета.

Таким образом, впервые показано сравнение расхождений в результатах при применении разных подходов к восстановлению исходного содержания в породе органического углерода и потенциала органического вещества. Собранные в данной работе способы, могут быть полезны при подготовке к оценке ресурсов геолого-геохимическими методами (как компьютерными, например, инструментами бассейнового моделирования, так и классическими — описанными в трудах основоположников геохимии нефти и газа [Баженова, 2020; Справочник..., 1998; Вассоевич и др., 1984].

В своей практике авторы предпочитают использовать графический подход для восстановления потенциала ОВ НГМП и расчеты по С.Г. Неручеву [Справочник..., 1998] и Т.К. Баженовой [Баженова, 2020] для реконструкции ТОС — в силу простоты их использования.

Представленный здесь список методов не является окончательным и служит скорее отправной точкой для более детального исследования данной тематики.

**Благодарности.** Авторы выражают благодарность коллегам и рецензентам за полезные советы, которые способствовали улучшению статьи.

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

Зубков М.Ю. Комплексование результатов пиролитических исследований и метода материального баланса с целью оценки нефтегенерационных свойств разновозрастных отложений // Успехи органической геохимии: Материалы 2-й Всерос. науч. конф. с участием иностранных ученых, посвященной 120-летию со дня рождения чл.-корр. АН СССР Н.Б. Вассоевича и 95-летию со дня рождения засл. геолога РСФСР, проф. С.Г. Неручева. Новосибирск, 2022. С. 91–94.

Неручев С.Г., Смирнов С.В. Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов их генерации и формирования месторождений нефти и газа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2007. № 2.

Справочник по геохимии нефти и газа / Ред. С.Г. Неручев. СПб.: Недра, 1998. 576 с.

Ступакова А.В., Большакова М.А., Сулова А.А. и др. Нефтегазоматеринские толщи Баренцево-Карского шельфа: область распространения и свойства // Георесурсы. 2021. Т. 23, № 2. С. 6–25.

Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. М.: Мир, 1981. 502 с.

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. 44–55.

Bai Y., Liu Z., George S.C., Meng J. A comparative study of different quality oil shales developed in the middle Jurassic Shimengou formation, Yuqia Area, Northern Qaidam Basin, China. *Energies*. 2022. Vol. 15, N 3. P. 1231.

Du T., Wang Y., Qu Y., et al. Evaluation of Late Paleozoic Over-High Maturity Source Rocks in the Erlian Basin and Its Adjacent Areas // *Geochemistry International*. 2023. Vol. 61. P. 1413–1425.

Durand B. Kerogen: Insoluble Organic Matter from Sedimentary Rocks. Paris: Editions Technip, 1980. 519 p.

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

Jarvie D.M. Shale resource systems for oil and gas: Part 1 — Shale-gas resource systems / Ed. J.A. Breyer. Shale reservoirs // Giant resources for the 21<sup>st</sup> century: AAPG Memoir. 2012. Vol. 97. P. 69–87.

Li C., Pang X., Huo Z., et al. A revised method for reconstructing the hydrocarbon generation and expulsion history and evaluating the hydrocarbon resource potential: Example from the first member of the Qingshankou Formation in the Northern Songliao Basin, Northeast China // *Marine and Petroleum Geology*. 2020. Vol. 121, 104577. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104577>.

Lu S.F., Xue H.T., Zhong N.N. Simulating calculation of the variations of organic matter abundance and hydrocarbon-generating potential during geological processes // *Geological Review*. 2003. Vol. 49, N 3. P. 292–297.

Norwegian Offshore Directorate. URL: <https://factpages.sodir.no> (дата обращения: 25.11.2025).

Pepper A.S., Corvi P.J. Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: oil and gas generation from kerogen // *Marine and petroleum geology*. 1995. Vol. 12, N 3. P. 291–319.

Peters K.E., Cassa M.R. Applied source rock geochemistry. The Petroleum System — From Source to Trap / Eds. L.B. Magoon, W.G. Dow // American Association of Petroleum Geologists Memoir. 1994. Vol. 60. P. 93–117.

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. Geochemical screening, The Biomarker Guide: Vol. 1, Biomarkers and Isotopes in the Environment and Human History. Cambridge: Cambridge University Press, 2005.

Wang Q., Li Y., Sanei H., et al. Restoration of buried organic carbon for catagenesis-affected rocks using Rock-Eval thermal analysis: Assumptions, performance, and uncertainty analysis // *Earth-Science Reviews*. 2025. Vol. 267. P. 105155.

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