

УДК 550.849

## ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ПОРОД ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТЕНЦИАЛА ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ И ТЕРМИЧЕСКОЙ ЗРЕЛОСТИ КАМЕННОУГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ В БАССЕЙНЕ ТЕНДРАРА-МИССУР, СЕВЕРО-ВОСТОЧНАЯ ЧАСТЬ МАРОККО

© 2025 г. А. Margoum<sup>1,\*</sup>, Y. Elbouzaoui<sup>1</sup>, M. Et-Touhami<sup>1</sup>,  
R. Bouchta<sup>2</sup>, A. C. Alami<sup>2</sup>

<sup>1</sup> *Laboratory of Geoheritage, Geoenvironment and Mining and Hydric Prospection, Faculty of Sciences,  
Mohammed 1er University, Avenue Mohammed VI, B.P.717, Oujda, 60050, Morocco*

<sup>2</sup> *Office National des Hydrocarbures et des Mines, Rabat, Morocco*

\* E-mail: [margoum.achour@ump.ac.ma](mailto:margoum.achour@ump.ac.ma)

Поступила в редакцию 04.10.2024

После доработки 23.12.2024

Принята к публикации 16.06.2025

В бассейне Тендрара-Миссур, расположенном на востоке Марокко находится крупнейшее в стране газовое месторождение, представляющее собой подтвержденную нефтегазонасную систему с нефтегазоматеринскими породами палеозойского периода и кремнисто-обломочными продуктивными пластами триасового периода, запечатанными поздне триасовыми и раннеюрскими соляными формациями. В исследовании оценивались потенциал образования углеводородов и термическая зрелость материнских пород каменноугольного периода с помощью геохимического анализа 215 образцов из четырех скважин (OSD-1, TE-1, TE-2 и TE-3). Результаты показывают, что большинство образцов характеризовались плохим или удовлетворительным содержанием органического вещества, при этом общее содержание органического углерода (ТОС) составляло менее 1%. Образцы состояли в основном из керогена III типа (газонасного) и IV типа (негазонасного) с водородным индексом (HI) < 150 мг HC/г ТОС. Однако в определенных интервалах, особенно в скважине OSD-1, были обнаружены отличные характеристики материнской породы со значениями ТОС, превышающими 4%, и смесью керогена II/III типа со значениями HI, превышающими 150 мг HC/г ТОС. Уровни зрелости в скважине варьировались от незрелых до постзрелых, с содержанием витринита в пределах 0.58–2.56%. Моделирование истории осадконакопления в скважинах OSD-1 и TE-3 показало, что генерация углеводородов из материнских пород каменноугольного периода началась в позднекаменноугольно-пермский период, т.е. во время герцинского орогенеза. Объемные расчеты, основанные на моделировании методом Монте-Карло, позволили оценить генерационный потенциал материнских пород каменноугольного периода примерно в 200 000 т/км<sup>2</sup>. Накопленные объемы, полученные из материнских пород каменноугольного периода, оцениваются приблизительно в 300 млн баррелей нефти и 2.5 трлн кубических футов (TCF) газа.

**Ключевые слова:** Бассейн Тендрара-Миссур, материнская порода каменноугольного периода, термический анализ методом Rock-Eval®, отражательная способность витринита, моделирование методом Монте-Карло

DOI: 10.53392/27823857-2025-5-1-30; EDN: UQQJKS

Регион Ближнего Востока и Северной Африки (MENA) важен для мирового энергетического сектора, поскольку обладает крупными запасами нефти и природного газа. Хотя регион MENA представляет лишь 5% мирового населения, в нем находятся приблизительно 66% доказанных мировых запасов

нефти и около 45% запасов природного газа [1]. Североафриканские бассейны, особенно в Алжире, Ливии и Египте, содержат приблизительно 4% мировых запасов нефти и газа и на их территории располагается около 40 гигантских месторождений углеводородов [2]. Нижнесилурийская формация

Танеззуфт является местом происхождения 80–90% углеводородов палеозойского периода, а еще 10% происходят из сланцев франского яруса верхнедевонского периода, заполняющих ряд внутripалеозойских и триасовых продуктивных пластов [3, 4]. Нижний силур Марокко представлен несколькими осадочными бассейнами, такими как Тадла, Дуккала, Будниб и Эс-Сувейра, с зарегистрированными значениями общего содержания органического углерода, достигающими 10.5% [5].

Значительные месторождения газа и конденсата в бассейне Тендрара-Миссур (восточная часть Марокко), открытые в регионе Аноуаль (SBK-1) в 2000 г. и в Тендраре (TE-5) в 2006 г., подтвердили наличие нефтегазонасыщенной системы. Это гибридная система с палеозойскими материнскими породами и триасовым кремнисто-обломочным продуктивным пластом (Trias Argileux Gréseux Inférieur), запечатанным поздне триасовыми/раннеюрскими соляными формациями [6–8]. Основываясь на региональном геологическом строении, можно предположить, что материнская порода этих углеводородов сформирована в силурийский период, хотя силурийские пласты не были вскрыты ни одной скважиной. Материнская порода каменноугольного периода также считается важной нефтегазоматеринской породой. В работе Beauchamp с сотр. [9] представлены данные по общему содержанию органического углерода (ТОС) и результатам термического анализа методом Rock-Eval® образцов из вестфальских и намюрских пластов в скважине OSD-1, которые указали на благоприятные характеристики нефтегазоматеринской породы, особенно с керогеном III типа. Кроме того, в работе Argent с сотр. [6] сообщается о наличии богатых органикой сланцев и углей из материнской породы верхнекаменноугольного периода в скважинах OSD-1 и TE-8, что дополнительно указывает на потенциал карбона в качестве нефтегазоматеринской породы в бассейне Миссур-Тендрара.

В различных регионах Северной Африки каменноугольный период показывает разный потенциал нефтегазоматеринской породы. В бассейне Гадамис в Ливии формации Мрар и Ассед-Джефар демонстрируют высокое значение ТОС, но в них преобладает гумусовый кероген, состоящий в основном из витринита и инертинита, что приводит к ограниченному образованию углеводородов [10]. Напротив, в бассейне Фагур-Сива в Египте представлена формация Диффах, которая демонстрирует очень хорошее обогащение органическими соединениями и потенциал источника от слабого до среднего уровня со смешанным газо-/нефтеносным и газоносным типом керогена III/II и III [11, 12]. Этот период характери-

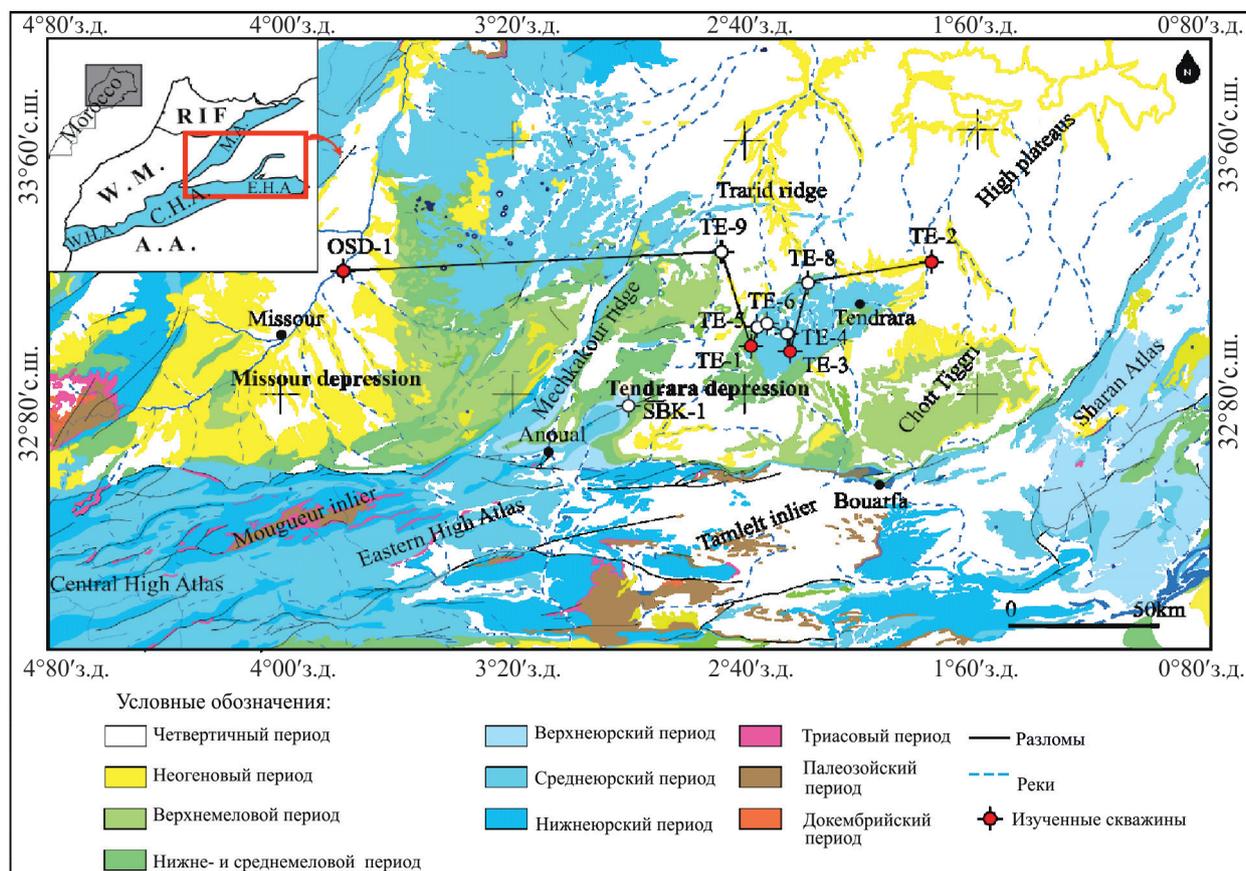
зуется циклическими моделями осадконакопления, включающими песчаники, известняки, аргиллиты и уголь, на которые повлияли гляцио-эвстатические изменения уровня моря [13]. Тектонические события, как например, в период герцинской эпохи складчатости, сформировали структурное строение [2, 14].

Целью данного исследования была оценка потенциала образования углеводородов материнских пород каменноугольного периода в бассейне Тендрара-Миссур на основе геохимического анализа 215 образцов, отобранных из четырех нефтяных скважин. Это исследование объединило оценку углеводородонасыщенности бассейна, типа керогена и термической зрелости материнской породы с моделированием истории осадконакопления и термического созревания, дополненным моделированием с использованием метода Монте-Карло. Результаты данного исследования предоставляют важную информацию для современного понимания нефтегазонасыщенной системы, в частности потенциальных нефтегазоматеринских пород Тендрара-Миссурского и региональных бассейнов.

**Геологические условия.** Бассейн Тендрара-Миссур расположен в восточной части Марокко, на северном выступе гор Высокого Атласа. Он ограничен с запада горами Среднего Атласа, с севера — хребтом Трарид и палеозойскими выступами Дебду и Меккам, а с востока — Сахарским Атласом в Алжире. Бассейн состоит из двух впадин: Тендрара на востоке и Миссур на западе, которые разделены хребтом Мечкакур (рис. 1).

Согласно работам Hoerffner с сотр. [15] и Michard с сотр. [16, 17], бассейн Тендрара-Миссур является частью Восточной Месеты, фундамент которой состоит из неоднородных палеозойских формаций, сильно деформированных во время герцинского орогенеза. Однако сейсмические и скважинные данные указывают на то, что палеозойские формации в этом бассейне не сильно деформированы, не метаморфизованы и не гранитизированы. В работе Bouchta и Taki [18] выдвинуто предположение, что бассейн Тендрара-Миссур является частью Сахарской платформы, а также продолжением бассейнов Алжирской триасовой провинции (рис. 2). Бассейн Тендрара-Миссур имеет ту же тектоно-седиментационную эволюцию, что и Алжирские бассейны [18].

Палеозойские формации характеризуются хорошо развитыми кембрийско-ордовикскими кремнисто-обломочными отложениями, а также силурийскими черными сланцами, которые считаются основными источниками углеводородов в данном регионе. Осадконакопление в течение



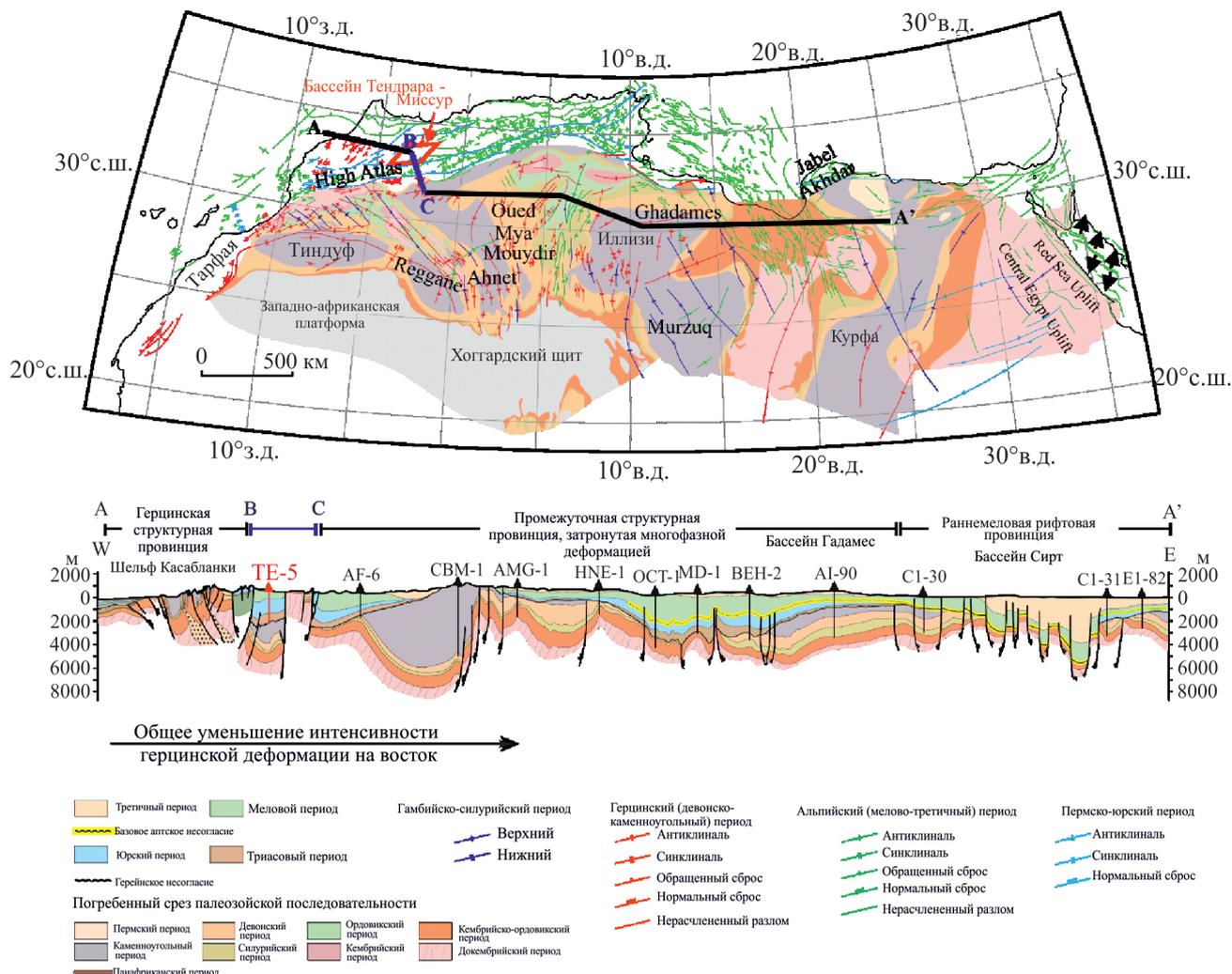
**Рис. 1.** Геологическая карта бассейна Тедбарар-Миссур, иллюстрирующая основные стратиграфические единицы и расположение изученных скважин. Сокращения: W.M. — Западная Месета; W.H.A. — Западный Высокий Атлас; C.H.A. — Центральный Высокий Атлас; E.H.A. — Восточный Высокий Атлас; A.A. — Анти-Атлас; M.A. — Средний Атлас.

нижнекаменноугольного периода было синорогенным, с фациями, варьирующимися от карбонатов, отложившихся на приподнятых блоках и антиклиналях висячего крыла, до турбидитов, которые накапливались в обрушающихся структурах, таких как синклинали лежащего бока и/или опущенные блоки [18].

Расположение бассейна Тендрара-Миссур в предгорье Атласских гор дополнительно повлияло на его геологическую эволюцию в мезокайнозойский период [20, 21]. В течение триасово-юрского периода тектоника растяжения играла ключевую роль в формировании осадочной и структурной эволюции региона, характеризующейся преобладанием горстовых и грабеновых структур. Внутриконтинентальный рифтогенез, на который повлияли системы разломов, унаследованные от герцинского орогена, привел к образованию сложного массива бассейнов растяжения, очерченных нормальными и сдвиговыми разломами, ориентированными от востока на запад до северо-востока на юго-запад [9]. Данные бассейны изначально были заполнены континен-

тальными грубообломочными отложениями, включая речные песчаники и озерные глинистые красные песчаники. За этой последовательностью осадочных отложений последовало отложение Нижней соляной формации, которое позже было перекрыто потоками базальтовой лавы. Выше базальтовых потоков находится верхняя соляная толща, которая демонстрирует галокинетическое движение, указывающее на значительную тектоническую активность солей. Эта толща служит эффективным барьером для потенциальных ловушек углеводородов, тем самым играя решающую роль в региональной углеводородной системе [18].

Начиная с мелового периода регион был подвержен влиянию альпийского горообразования. В палеогеновый период возникли тектонические складки и надвиги, которые привели к инверсии хребтов Высокого и Среднего Атласа в отдельные складчатые пояса. Напротив, бассейн Тендрара-Миссур и регион Высоких плато оставались относительно стабильными, испытывая только незначительную региональную складчатость [20].



**Рис. 2.** Геологический разрез, простирающийся от бассейна Сирт на востоке до прибрежного бассейна Касабланка на западе. Этот разрез показывает, что бассейн Тендрара-Миссур имеет ту же тектоно-седиментационную эволюцию, что и Алжирские бассейны: Палеозойские формации слегка смяты и рифтованны во время триаса из-за реактивации герцинских разломов (Craig с сопр. [19], в работе Bouchta и Taki [18]).

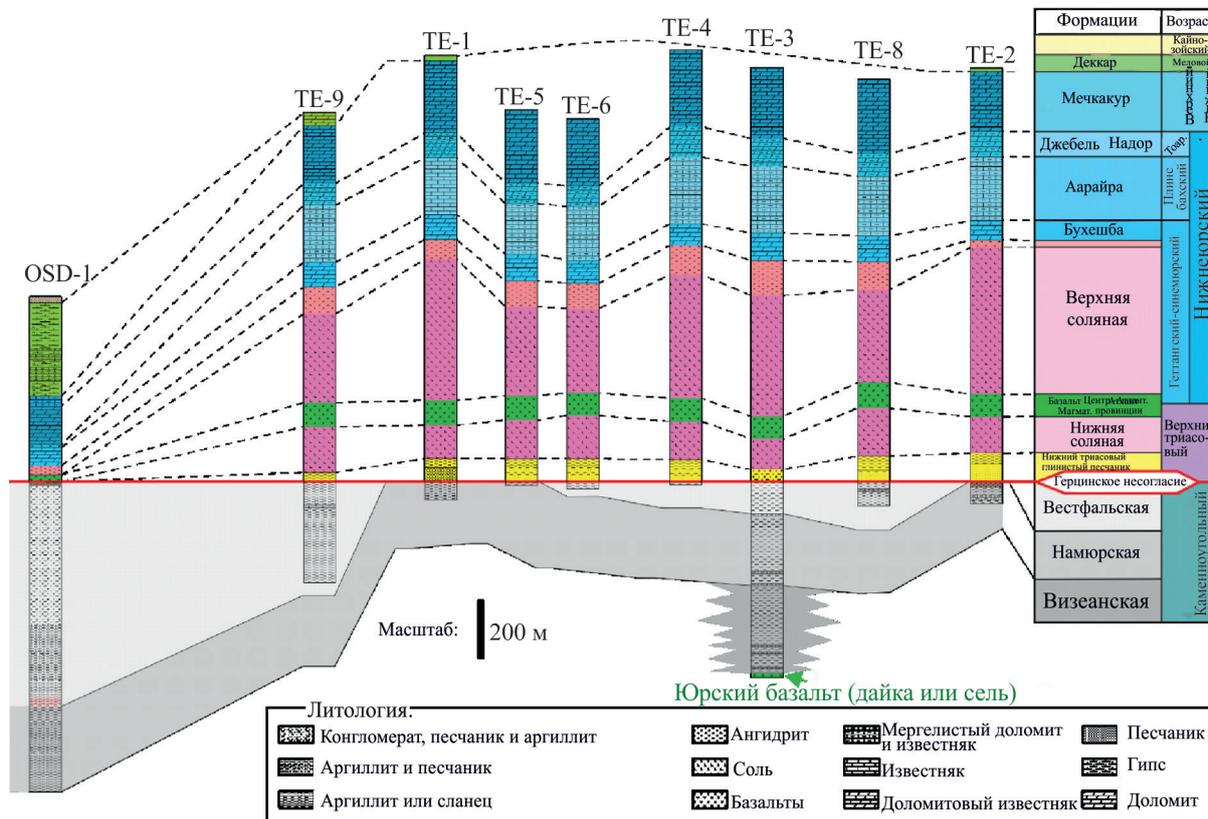
**Стратиграфические данные.** Пласты каменноугольного периода, которые являются предметом данного исследования, не залегают в пределах бассейна Тендрара-Миссур. Тем не менее, эти слои присутствуют в нескольких скважинах (рис. 3).

**Визейский ярус.** Визейский ярус был определен палинологическим датированием в скважине ТЕ-3 между интервалами 3695 и 4346 м [22]. Он состоял из чередующихся слоев черно-серо-черного сланца, известняка, мергелистого известняка и черно-серых алевроитовых аргиллитов.

**Намюрский ярус.** Намюрский ярус в бассейне Тендрара-Миссур был подтвержден палинологическим датированием в нескольких скважинах, включая OSD-1, ТЕ-1, ТЕ-2, ТЕ-3 и ТЕ-5 [23, 24]. Эти скважины продемонстрировали заметное литологическое разнообразие. В скважине OSD-1 были

обнаружены вкрапления серых и глинистых мергелей, мелких песчаников и следы угля, а в скважине ТЕ-1 — слюдястые черные аргиллиты. Скважина ТЕ-2 характеризовалась черным мергелистым аргиллитом с вкраплениями мергелистых известняков и песчаников. Образцы, полученные из скважины ТЕ-3, представляли собой серо-черные алевроитовые аргиллиты и серо-коричневые глинистые известняки, тогда как образцы из скважины ТЕ-5 были представлены светло-серыми и средне-серыми аргиллитами и известняками. Эта литологическая изменчивость в сочетании с палинологическими признаками указывает на сложную осадочную среду с чередующимися морскими и континентальными условиями.

**Вестфальский ярус.** Палинологическое датирование подтвердило наличие вестфальских пластов в пяти скважинах в бассейне Тендрара-Миссур, а



**Рис. 3.** Корреляции скважин, вскрывающих пласты каменноугольного периода в бассейне Тендрара-Миссур. CAMP — Центрально-Атлантическая магматическая провинция; TAGI — Нижний триасовый глинистый песчаник; Ceno. — Кайнозойский; Creta. — Меловой; To. — Тоарский; Her. Unc. — Герцинское несогласие.

именно: OSD-1, TE-4, TE-6, TE-8 и TE-9 [22, 24, 25]. Этот стратиграфический интервал содержит множество литологий, указывающих на различные условия осадконакопления. В скважине OSD-1 вестфальский разрез включал вестфальские слои С и D, без признаков вестфальских слоев А или В, характеризующиеся последовательностью конгломератов, аргиллитов, алевролитов и песчаников. Скважина TE-4 содержала серую глину и серовато-белый известняк, а скважина TE-6 состояла из светло-серого и средне-серого аргиллита со следами органического вещества и серовато-белого аморфного известняка. В скважине TE-8 пласты включали аргиллиты от красновато-коричневых до светло- и темно-серых, которые были слегка илистыми и известковыми, а также следы органического вещества, известняка, песчаников от темно-красновато-серых до темно-серых и глинистого угля. Наконец, скважина TE-9 покрыла весь вестфальский интервал (А, В, С и D), характеризующийся аргиллитами, от коричнево-красных до темно-серых, слегка илистыми и известковыми известняками, серовато-белыми аморфными известняками, песчаниками, алевролитами и угольными пластами.

### ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

В данном исследовании объединены геохимический анализ, методы моделирования бассейнов и моделирование методом Монте-Карло для оценки потенциала образования углеводородов и термической зрелости материнских пород каменноугольного периода в бассейне Тендрара-Миссур.

*Аналитические методы.* Для детального геохимического анализа было отобрано 215 образцов пластов каменноугольного периода из четырех скважин (OSD-1, TE-1, TE-2 и TE-3), расположенных в бассейне Тендрара-Миссур. ТОС измеряли с использованием метода LECO, позволяющего оценить богатство органического вещества материнских пород и определить их потенциал образования углеводородов. Затем был проведен термический анализ методом Rock-Eval® для определения типа керогена и потенциала образования углеводородов путем измерения фракций S1, S2 и S3. Кроме того, для оценки термической зрелости образцов регистрировали максимальную температуру пиролиза ( $T_{max}$ ). Водородный (HI) и кислородный (OI) индексы рассчитывали в соответствии с методами, предложенными в

работах Espitalie с сотр. [26] и Peters и Cassa [27]. Наконец, для части образцов была проанализирована отражательная способность и витринита (%Ro) для уточнения результатов оценки термической зрелости. Этот анализ выполняли с использованием источника белого света микроскопа, фотометра и масляно-иммерсионного объектива.

**Метод моделирования.** Моделирование бассейна широко используется для изучения эволюции осадконакопления и термического созревания осадочных бассейнов, благодаря предоставлению критически важной информации о генерации и миграции углеводородов, а также об общей динамике нефтегазоносной системы [28–30]. В этом исследовании было проведено одномерное моделирование истории осадконакопления и термического созревания в скважинах OSD-1 и TE-3. Моделирование основано на данных о вершинах пластов, через которые проходят скважины, их литологии, измерениях температуры в скважинах и показателях термической зрелости ( $T_{\max}$  и %Ro), а также на информации о стратиграфических перерывах и эпизодах эрозии. Моделирование выполняли в следующем порядке:

- 1) Температура поверхности: историческую температуру поверхности рассчитывали по палеоширотам методом Фрейкса (1979), описанным в работах Wygrala [31] и Yalçin с сотр. [32]. Палеошироты рассчитывали с помощью модели, представленной в работе Torsvik с сотр. [33], с удобным инструментом, доступным по ссылке [www.paleolatitude.org](http://www.paleolatitude.org);
- 2) Тепловой поток: текущий тепловой поток был рассчитан на основе температуры скважины (табл. 1) и стандартной теплопроводности в соответствии с литологией пробуренных пластов. Термальная история была смоделирована с использованием метода Маккензи [34, 35] с синрифтовым периодом между 240 млн лет до н.э. и 163 млн лет до н.э. и коэффициентом растяжения

$\beta = 2.15$ , согласно описанию в работе Beauchamp с сотр. [9];

- 3) Калибровка модели: основной проблемой в процессе моделирования является точная оценка значений толщины эрозии, связанных с ее различными фазами. Для этого модель была откалибрована по измеренным данным, включая температуру скважины (табл. 1), отражательную способность витринита (табл. 2) и значения  $T_{\max}$ , полученные в результате термического анализа методом Rock-Eval®. Цель этой калибровки — обеспечить близкое соответствие между моделируемыми и измеренными данными, тем самым повышая степень адекватности модели.

**Объемная оценка с использованием моделирования методом Монте-Карло.** Метод Монте-Карло представляет вероятностный подход, используемый для явного включения в сложные вычисления неопределенностей, связанных с входными переменными. Он генерирует детерминированные решения, производя вероятностные оценки посредством случайной выборки входных переменных.

При применении этого метода для объемного расчета углеводородов, образующихся в материнских породах каменноугольного периода бассейна Тендрара-Миссур, можно оценить накопленные объемы нефти и газа с использованием ключевых параметров, таких как HI, TOC, плотность породы, толщина, термическая зрелость, площадь поверхности, а также коэффициент накопления F, представляющий собой эффективность нефтегазоносной системы с точки зрения вытеснения, миграции, улавливания и сохранения углеводородов. Формулы, используемые в этом расчете, подробно представлены на рис. 4.

Была выполнена случайная выборка входных переменных более 20 000 итераций с распределением вероятностей, адаптированным для каждой переменной. Статистический анализ имеющихся данных по TOC показывает, что они следуют логарифмическому нормальному распределению (рис. 5). Это

**Таблица 1.** Температурные данные скважин OSD-1 и TE-3

Скважина	Глубина, м	Температура, °С	Примечания
OSD-1	1290	50	Температура в стволе скважины
OSD-1	2400	78	Температура в стволе скважины
OSD-1	2950	84	Температура в стволе скважины
OSD-1	3512	108	Температура в стволе скважины
TE-3	1324	56	Температура в стволе скважины
TE-3	3053	72	Температура в стволе скважины
TE-3	3643	86	Температура в стволе скважины
TE-3	4173	104	Температура в стволе скважины

**Таблица 2.** Данные по отражательной способности витринита в скважинах OSD-1, TE-1, TE-2 и TE-3

Скважина	Глубина, м	%Ro	Тип образца	Возраст	Литология
OSD-1	2365.40	0.58	Керн	Вестфальский	Песчаник
OSD-1	2365.40	0.59	Керн	Вестфальский	Песчаник
OSD-1	2366	0.61	Керн	Вестфальский	Песчаник
OSD-1	2401.50	0.65	Керн	Вестфальский	Глина и уголь
OSD-1	2401.55	0.68	Керн	Вестфальский	Песчаник
OSD-1	2401.80	0.65	Керн	Вестфальский	Песчаник
OSD-1	2401.82	0.84	Керн	Вестфальский	Алеврит
TE-1	3133.00	0.64	Шлам	Намюрский	Аргиллит и известняк
TE-1	3133.00	1.02–1.34	Шлам	Намюрский	Аргиллит и известняк
TE-1	3137.00	0.47–0.69	Шлам	Намюрский	Аргиллит и известняк
TE-1	3183.50	1.00–1.55	Шлам	Намюрский	Аргиллит
TE-2	2 602.00	1.50–1.95	Основной	Намюрский	Известняк
TE-2	2 608.00	1.23–1.90	Шлам	Намюрский	Известняк
TE-2	2 684.30	1.50–1.90	Шлам	Намюрский	Аргиллит
TE-3	2 981.65	1.71	—	Вестфальский	—
TE-3	3 472.80	2.06	—	Намюрский	—
TE-3	4 173.00	2.54	Основной	Визейский	Известняк
TE-3	4 175.00	2.56	Шлам	Визейский	Известняк
TE-3	4 176.67	1.93	—	Визейский	—
TE-3	4 350.000	2.48	—	Визейский	—

распределение типично для строго положительных переменных, связанных с органическим составом, где более высокие значения редки, но возможны, при этом большинство наблюдений сосредоточено на более низких или умеренных уровнях. Аналогично, с использованием логарифмического нормального распределения была смоделирована переменная HI. Эти значения ТОС и HI являются текущими, в то время как начальные значения ТОС° и HI° определяются на основе текущих значений и коэффициента преобразования (TR), который зависит от термической зрелости. Учитывая, что уровни созревания варьируются от незрелых до постзрелых, в соответствии с данными по  $T_{max}$  и %Ro, TR в диапазоне от 10 до 90% был принят и смоделирован с использованием нормального распределения (рис. 6).

Для определения эффективной толщины материнской породы было применено равномерное распределение между оцененными минимальными и максимальными значениями, отражающее равновероятное распределение в этом диапазоне. Остальным параметрам были присвоены постоянные значения (табл. 3).

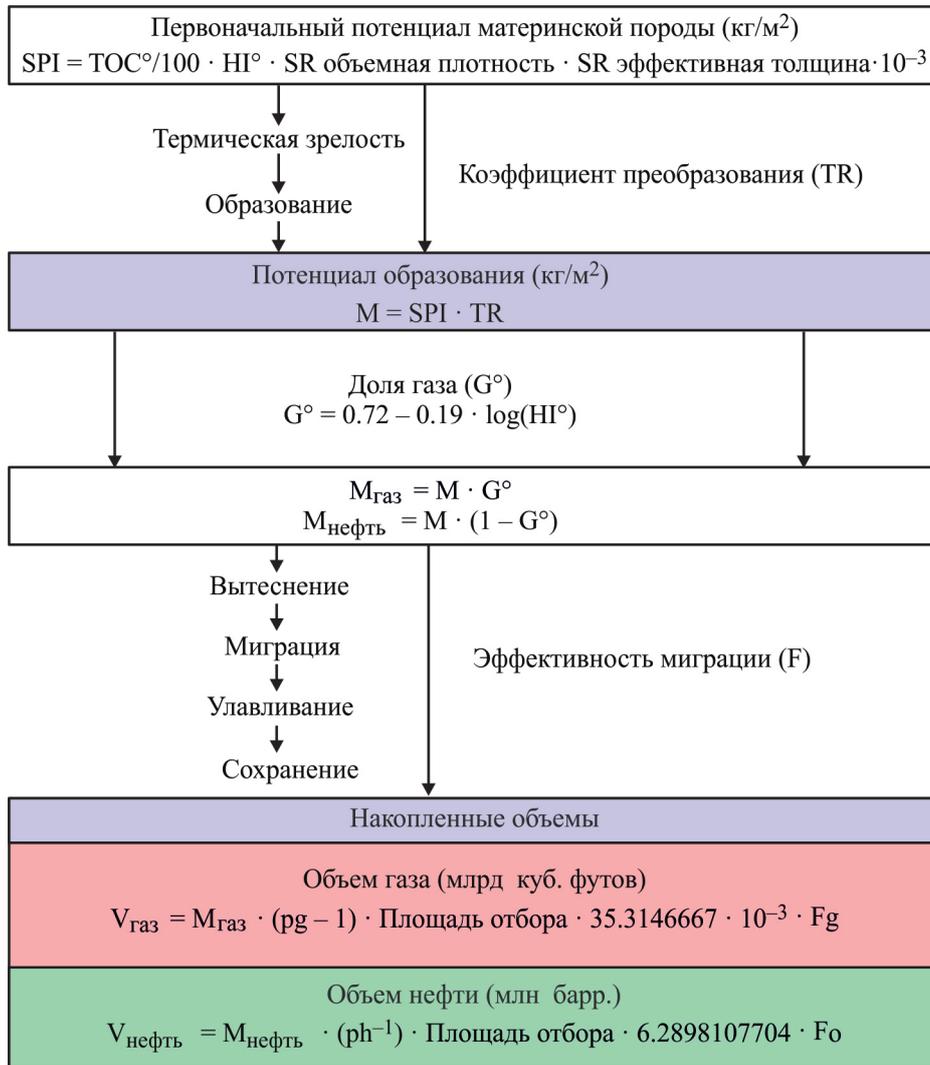
Результаты выражены в уровнях доверительной вероятности:

- 1) P90 (1P) — доказанные запасы с 90%-ной вероятностью того, что объем равен или больше оценочного значения;
- 2) P50 (2P) — доказанные и вероятные запасы с 50%-ной вероятностью;
- 3) P10 (3P) — доказанные, вероятные и возможные запасы с 10%-ной вероятностью.

Эта методология обеспечивает строгое рассмотрение неотъемлемых неопределенностей входных параметров, позволяя получать надежные вероятностные оценки, адаптированные к потребностям объемной оценки.

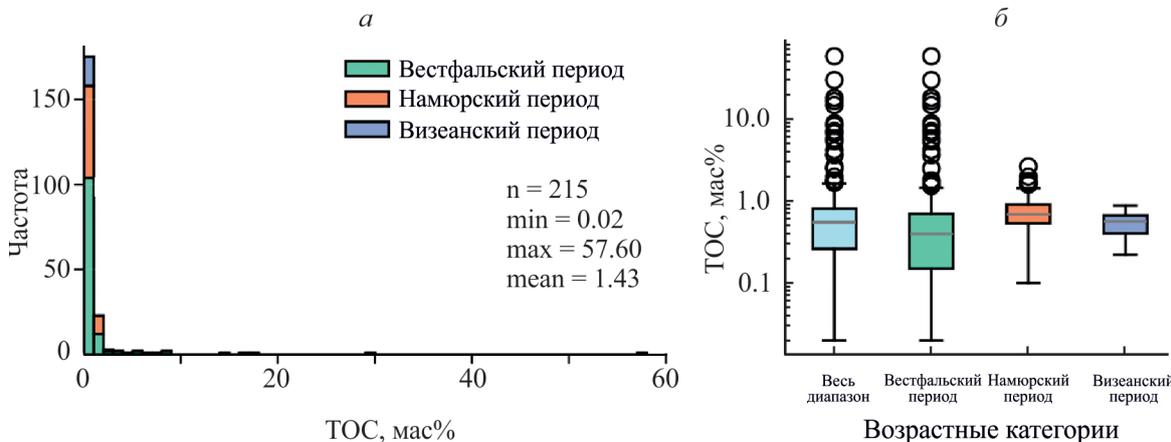
## РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

*Богатство органического вещества.* Органическое вещество является материальной основой для добычи углеводородов, и его обилие в породе, часто называемое богатством, напрямую влияет на объем углеводородов, которые могут быть образованы. Обилие органического вещества оценивалось



**Рис. 4.** Блок-схема, отображающая расчетные формулы, используемые для объемной оценки материнской породы каменноугольного периода:

G° — доля газа, рассчитанная с помощью формулы, предложенной в работе Перрег и Corvi [36]; ρg — плотность газа, кг/м<sup>3</sup>; ρh — плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>; Fg — эффективность миграции газа; Fo — эффективность миграции нефти



**Рис. 5.** Статистический анализ ТOC для пластов каменноугольного периода в бассейне Тендрара-Миссур. *а* — гистограмма распределения ТOC, иллюстрирующая частоту значений ТOC во всем массиве данных; *б* — коробчатая диаграмма, отображающая изменение значений ТOC в массиве данных и по возрастным категориям каменноугольного периода.

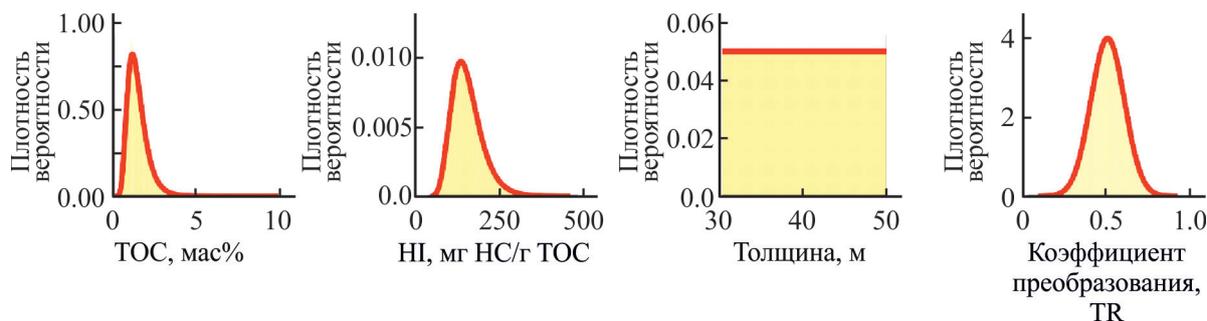


Рис. 6. Кривые функции плотности вероятности входных переменных.

с помощью измерения ТОС. На основе критериев интерпретации, установленных в работе Peters и Cassa [27], образцы, проанализированные в этом исследовании, продемонстрировали значительную изменчивость в богатстве органического вещества, варьируясь от плохого до отличного уровня. Вестфальский участок скважины OSD-1 особенно примечателен: в нем присутствуют образцы с содержанием ТОС, варьирующимся от очень хорошего до отличного (ТОС > 2%). Однако на других участках большинство образцов были классифицированы как плохие или удовлетворительные, с содержанием ТОС менее 1% (рис. 7).

*Тип органического вещества.* Тип органического вещества является еще одним важным параметром,

который влияет на потенциал образования углеводородов материнских пород. Обычно он оценивается с помощью индексов, таких как HI и IO, которые определяют с помощью термического анализа методом Rock-Eval® и других методов, в частности, петрографического анализа. Эти индексы позволяют классифицировать различные типы керогена:

- кероген I типа, который в основном водородослепый и богат водородом, имеет отличный потенциал для нефтеобразования;
- кероген II типа, полученный в основном из морского органического вещества, имеет хороший потенциал для образования нефти и (в меньшей степени) газа;

Таблица 3. Входные переменные и связанные с ними распределения, используемые в моделировании методом Монте-Карло для объемного расчета углеводородов

Параметры	Ед. изм.	Распределение	Мин. значение	P90	P50	P10	Макс. значение	Сред. знач.	Средне-квадратичное отклонение
ТОС	вес%	Логарифмически нормальное	<b>0.02</b>	0.80	1.32	2.21	<b>57.60</b>	<b>1.43</b>	<b>0.60</b>
HI	мг НС/г ТОС	Логарифмически нормальное	<b>50</b>	98	143	211	<b>450</b>	<b>150</b>	<b>45</b>
TR	%	Нормальное	<b>0.10</b>	0.37	0.50	0.63	<b>0.90</b>	<b>0.50</b>	<b>0.10</b>
Толщина	м	Равномерное	<b>30</b>	32	40	48	<b>50</b>	<b>40</b>	—
Плотность породы	кг/м <sup>3</sup>	Постоянное			<b>2 650</b>				—
Площадь	км <sup>2</sup>	Постоянное			<b>16 000</b>				—
Эффективность миграции газа	%	Постоянное			<b>0.02</b>				—
Эффективность миграции нефти	%	Постоянное			<b>0.05</b>				—
Плотность газа	кг/м <sup>3</sup>	Постоянное			<b>0.7</b>				—
Плотность нефти	кг/м <sup>3</sup>	Постоянное			<b>850</b>				—

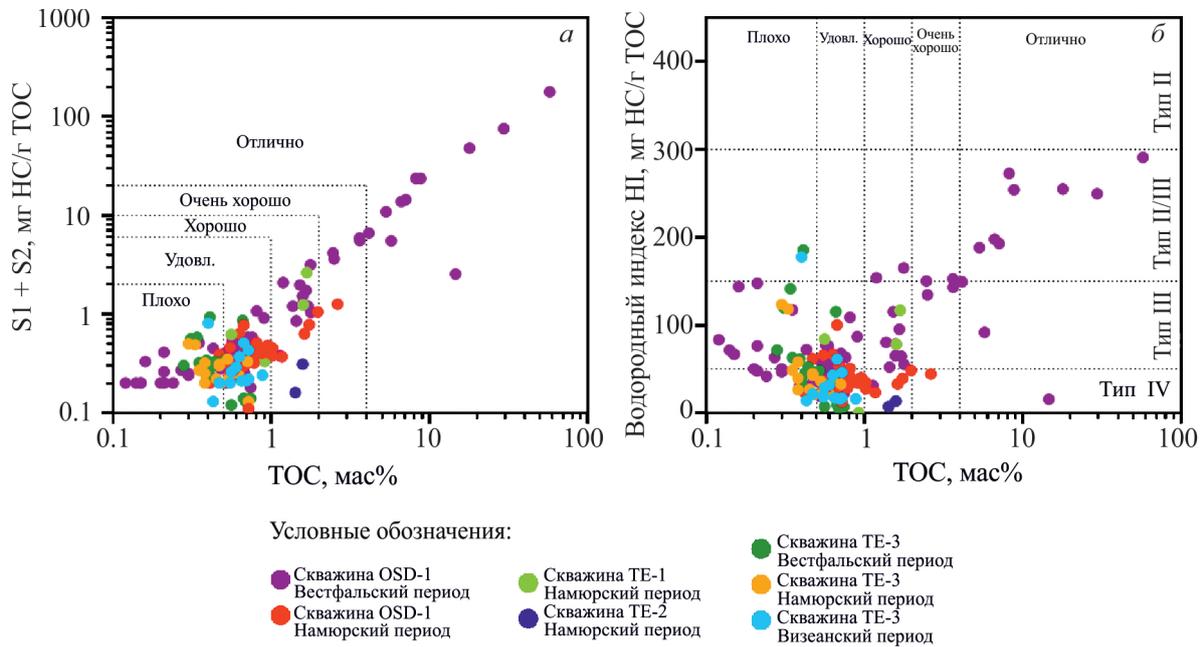


Рис. 7. Диаграммы оценки количества органического вещества пластов каменноугольного периода в бассейне Тендрара-Миссур.

*a* — график зависимости  $S1 + S2$  от  $TOC$ ; *b* — график зависимости  $HI$  от  $TOC$ .

- кероген III типа, полученный в основном из наземного растительного вещества; он богаче углеродом и имеет хороший потенциал для образования газа;
- кероген IV типа, являющийся окисленным органическим веществом с низким содержанием

углеводородов и низким потенциалом образования углеводородов.

Графики зависимости  $HI$  от  $TOC$  (рис. 7, *b*) и модифицированные диаграммы Ван Кревелена (рис. 8) показывают, что образцы каменноугольного периода из бассейна Тендрара-Миссур содержат в основном

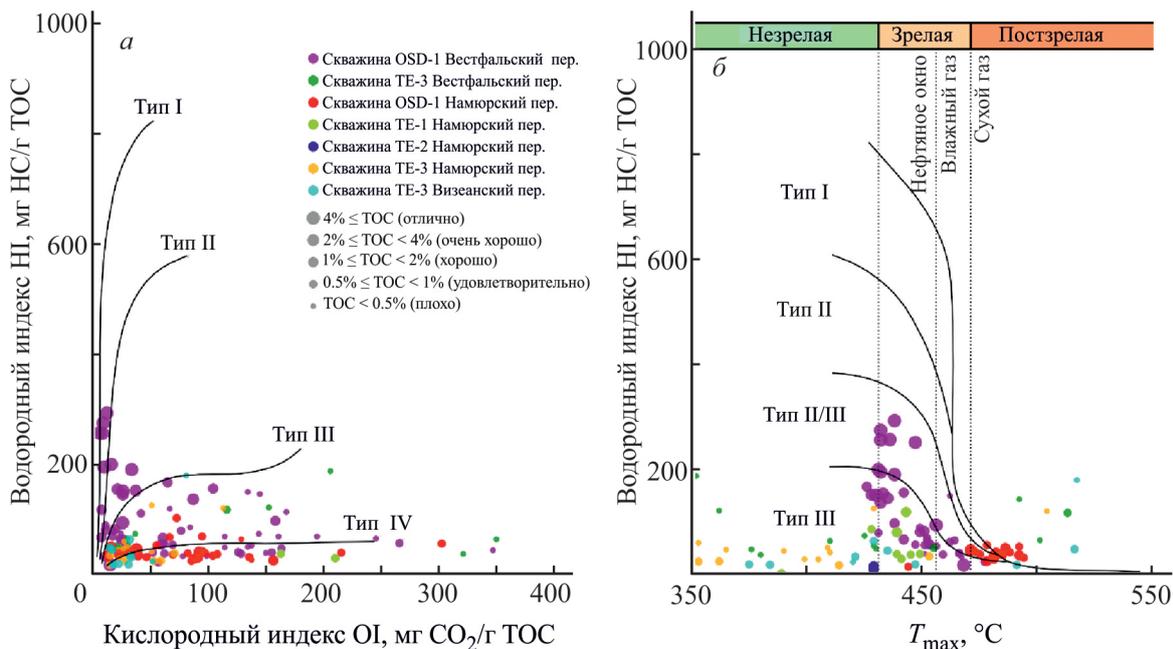


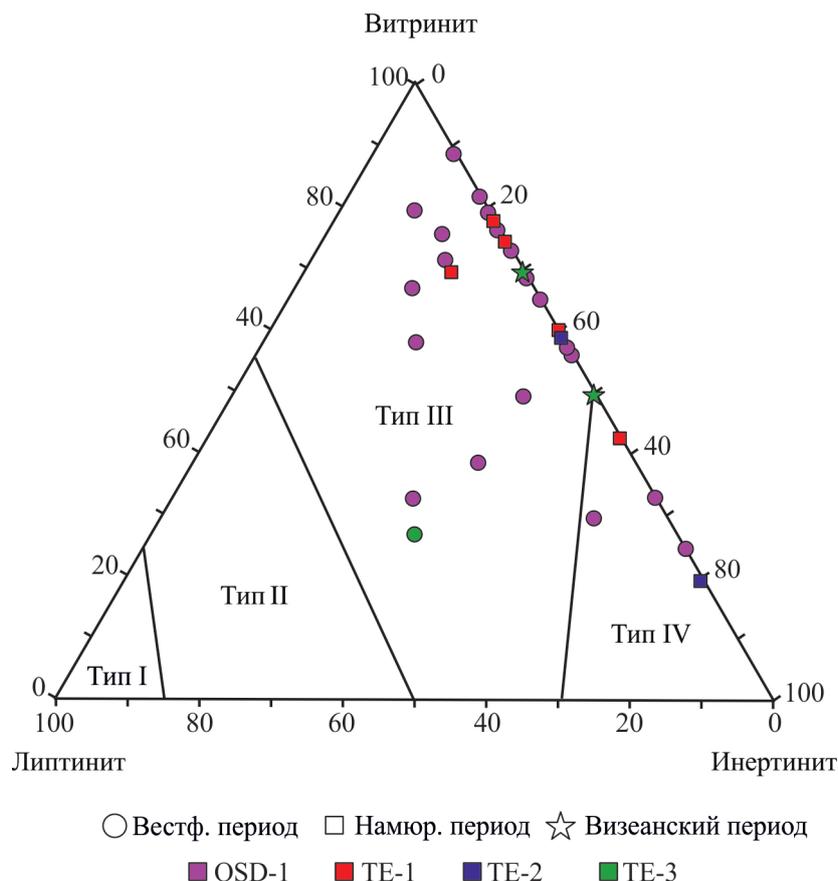
Рис. 8. Модифицированная диаграмма Ван-Кревелена (зависимость  $HI$  от  $OI$ ), показывающая тип керогена (*a*), и модифицированная диаграмма Ван-Кревелена (зависимость  $HI$  от  $T_{max}$ ), показывающая тип керогена и уровень термической зрелости (*b*).

кероген III и IV типа. Однако несколько образцов из вестфальского разреза скважины OSD-1 включают смешанный кероген типа II/III. Кроме того, тройная диаграмма, используемая для классификации типов керогена, основанная на относительных долях липтинита, витринита и инертинита (рис. 9), подкрепляет эти выводы, показывая, что большинство изученных образцов характеризуются керогеном III и VI типа.

**Термическая зрелость.** Термическая зрелость органического вещества является критическим параметром при оценке его потенциала для образования углеводородов. Зрелость обычно оценивается с помощью таких показателей, как отражательная способность витринита [37, 38] и значения  $T_{\max}$ , полученные с помощью термического анализа методом Rock-Eval® [26]. Отражательная способность витринита является прямым показателем термических изменений органического вещества, в то время как  $T_{\max}$  представляет собой температуру, при которой в процессе пиролиза образование углеводородов происходит с максимальной скоростью, что служит показателем зрелости.

Значения  $T_{\max}$ , показанные на рис. 8, б, и данные по отражательной способности витринита,

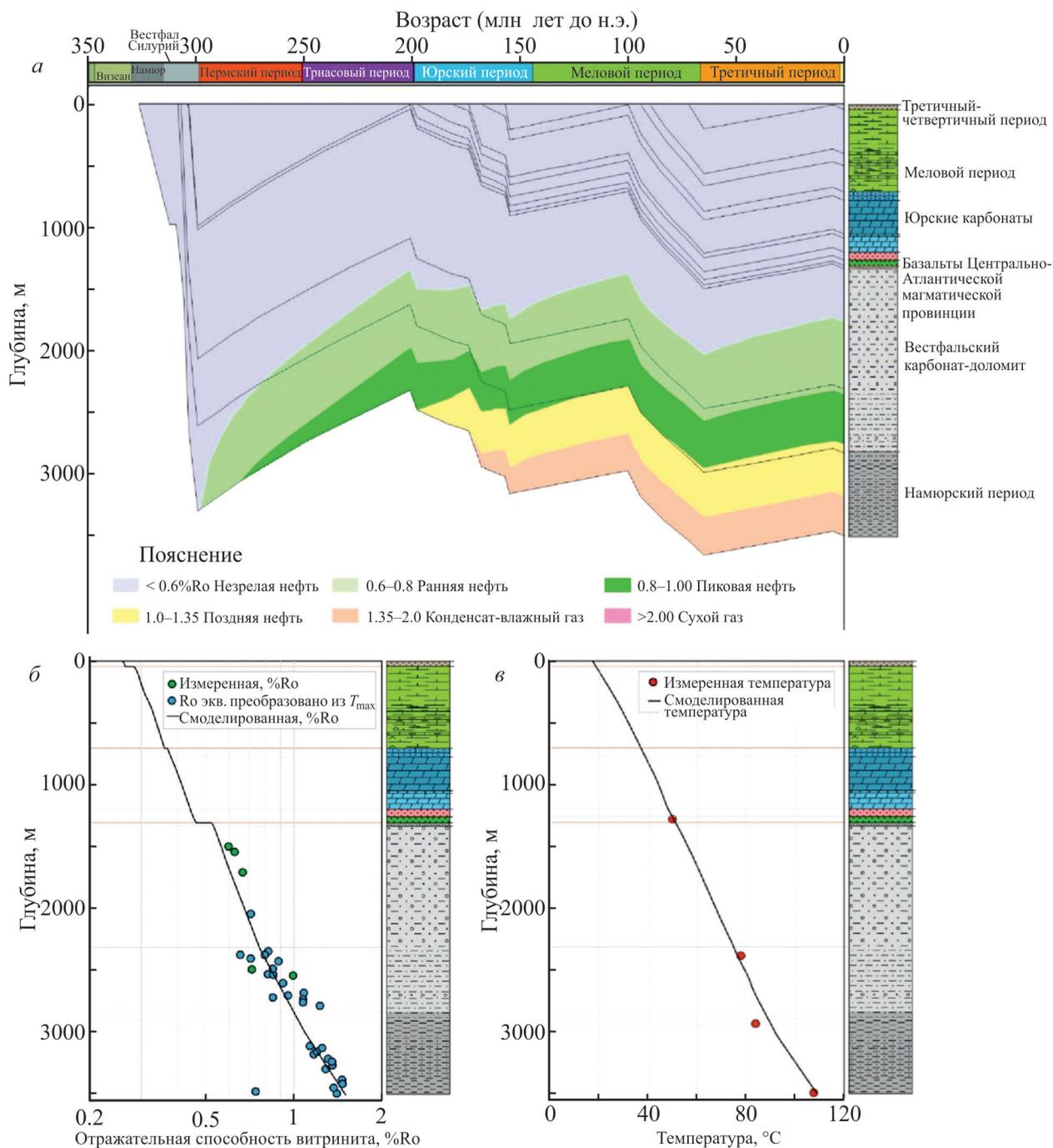
представленные в табл. 2, указывают на различные уровни термической зрелости в различных стратиграфических разрезах. В вестфальском интервале скважины OSD-1 значения  $T_{\max}$  варьировались от 440 до 470°C, а значения отражательной способности витринита — от 0.58 до 0.84%, это свидетельствует о том, что зрелость простирается от незрелой зоны до зоны влажного газа. Однако намюрский участок этой скважины был расположен между зонами влажного и сухого газа. В намюрском интервале скважины TE-1 значения  $T_{\max}$  варьировались от 420 до 450 °C, а значения отражательной способности витринита — от 0.64 до 1.55%, что указывает на термическую зрелость в пределах нефтяного окна. Кроме того, намюрский участок скважины TE-2 характеризовался значениями  $T_{\max}$ , равными ~430°C, а значения отражательной способности витринита варьировались от 1.5 до 1.9%, что свидетельствует о зрелости между нефтяным и газовым окнами. Для скважины TE-3 данные по отражательной способности витринита варьировались от 1.71 до 2.48%Ro, что указывает на то, что каменноугольные пласты расположены в зоне перехода от влажного газа к сухому.



**Рис. 9.** Тройной график для классификации типов керогена на основе базовых органических компонентов: липтинит — витринит — инертинит.

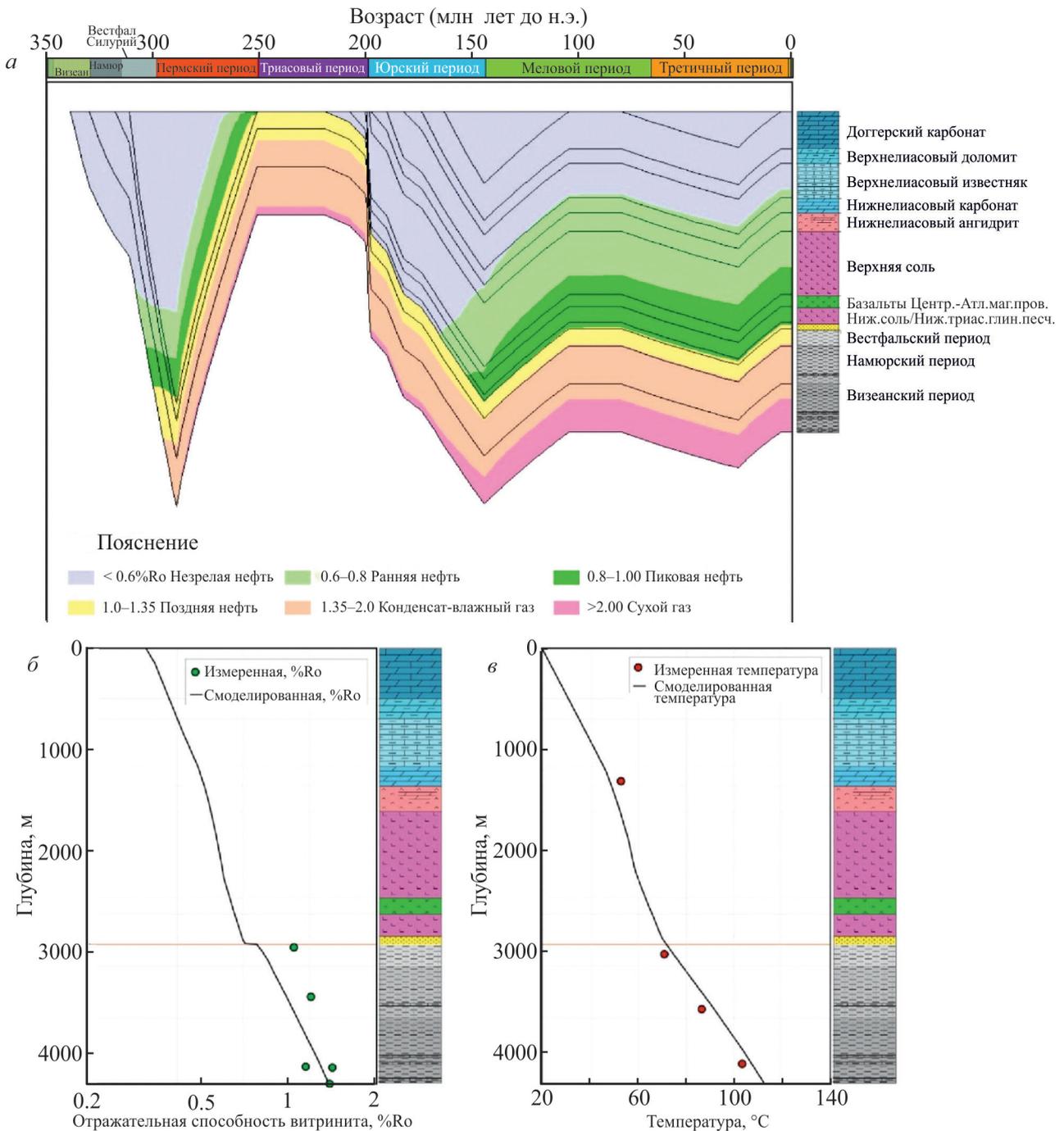
*История осадконакопления.* Моделирование проводилось для скважин OSD-1 и ТЕ-3, находящихся в интервале каменноугольного периода, и для которых достаточно данных для создания надежных

моделей. Результаты, представленные на рис. 10 и 11, указывают на то, что образование углеводородов из материнских пород каменноугольного периода началось во время герцинской эпохи складчатости.



**Рис. 10.** Модели истории осадконакопления и термического созревания скважины OSD-1 в бассейне Тендра-Миссур.

*a* — модель истории осадконакопления, показывающая эволюцию окон термической зрелости; *b* — смоделированный график зависимости отражательной способности витринита от глубины, демонстрирующий связь между смоделированной термической зрелостью и контрольными значениями отражательной способности витринита и значениями эквивалентной отражательной способности витринита, преобразованными из значений  $T_{max}$ , которые получены в ходе термического анализа методом Rock-Eval®; *c* — смоделированный график зависимости температуры от глубины, показывающий связь между смоделированной и измеренной температурой.



**Рис. 11.** Модели истории осадконакопления и термического созревания скважины ТЕ-3 в бассейне Тендрара-Миссур.

*а* — модель истории осадконакопления, показывающая эволюцию окон термической зрелости; *б* — смоделированный график зависимости отражательной способности витринита от глубины, демонстрирующий связь между смоделированной термической зрелостью и контрольными значениями отражательной способности витринита; *в* — смоделированный график зависимости температуры от глубины, показывающий связь между смоделированной и измеренной температурой.

В скважине OSD-1 намюрские и вестфальские формации достигли нефтяного окна в пермский период. Напротив, в скважине ТЕ-3 визейские, намюрские и вестфальские формации вошли в нефтяное окно

в позднекаменноугольный период и перешли в газовое окно в пермский период. Герцинская эпоха складчатости привела к значительной эрозии, при этом было удалено около 1500 м в скважине OSD-1

и 4000 м в скважине ТЕ-3. Современная плотность теплового потока оценивается в 54 мВт/м<sup>2</sup>, что соответствует региональным измерениям в диапазоне от 40 до 80 мВт/м<sup>2</sup> [39–41].

**Объемы.** Потенциал образования углеводородов материнской породы каменноугольного периода в бассейне Тендрара-Миссур был оценен моделированием методом Монте-Карло, который учитывает неопределенности во входных переменных. Были получены вероятностные доверительные интервалы для оцененных объемов. Результаты приведены в табл. 4 и на рис. 12.

Потенциал образования углеводородов был оценен следующим образом: P90 — 84 кг/м<sup>2</sup>, P50 — 200 кг/м<sup>2</sup> (200 000 т/км<sup>2</sup>) и P10 — 465 кг/м<sup>2</sup>. Эта оценка позволяет рассчитать накопленные объемы углеводородов в данном районе: путем экстраполяции на поверхность площадью 16 000 км<sup>2</sup> и учета потерь, связанных с миграцией, улавливанием и сохранением углеводородов. В результате накопленный объем в доверительном интервале P50 оцени-

вается примерно в 300 млн баррелей нефти и около 2.5 трлн кубических футов (TCF) газа.

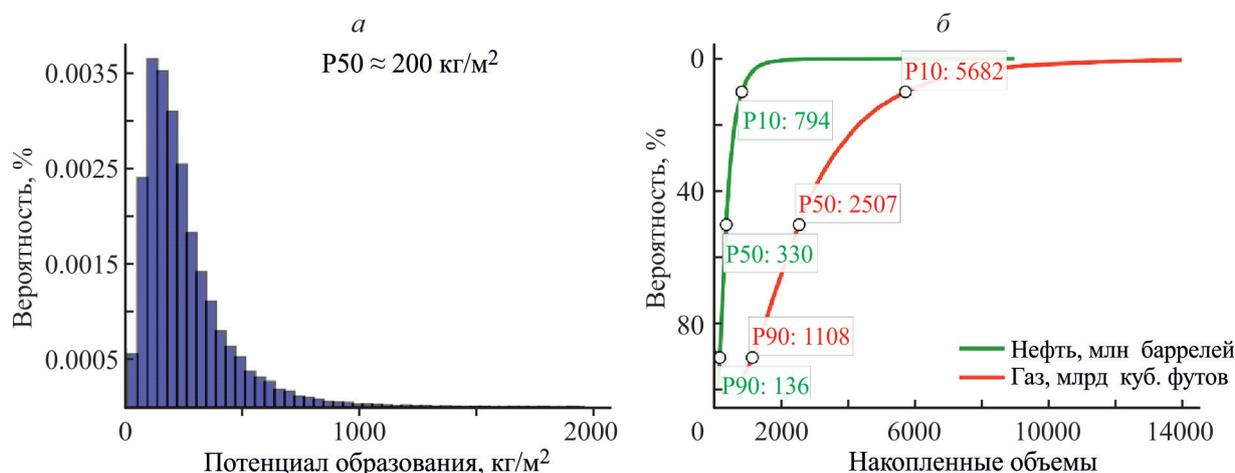
Настоящее исследование подтверждает, что формации каменноугольного периода в бассейне Тендрара-Миссур демонстрируют благоприятные характеристики материнской породы для генерации газа, особенно в пределах вестфальских и намюрских интервалов, что соответствует предыдущим выводам [6, 9].

Характеристики материнской породы каменноугольного периода в бассейне Тендрара-Миссур сопоставимы с характеристиками пород, наблюдаемых в других регионах Северной Африки, включая Ливию и Египет, состоящих в основном из газоносных пород III типа, с редкими проявлениями смешанного нефте-/газоносного керогена II/III типа [11, 12].

Углеводородные скопления в бассейне Тендрара-Миссур, основанные на материнской породе каменноугольного периода, оцениваются в 300 млн баррелей нефти и 2.5 трлн кубических футов (TCF) газа. Однако эта оценка не учитывает другие мате-

**Таблица 4.** Потенциал образования углеводородов материнской породы каменноугольного периода в бассейне Тендрара-Миссур

Параметры	Единицы измерения	Мин. значение	P90	P50	P10	Макс. значение	Среднее значение
Потенциал образования углеводородов	кг/м <sup>2</sup>	9	85	201	474	5013	252
Накопленный объем нефти	млн баррелей	14	136	330	794	8875	417
Накопленный объем газа	BCF	145	1108	2507	5682	51454	3085



**Рис. 12.** Результаты моделирования методом Монте-Карло.

*а* — потенциал образования углеводородов материнской породы каменноугольного периода в бассейне Тендрара-Миссур; *б* — накопленные объемы нефти и газа, полученные из материнской породы каменноугольного периода.

ринские породы, такие как силурийские и девонские формации, которые хорошо изучены и задокументированы в региональных бассейнах [3–5]. Включение их вклада в анализ может привести к значительно более высоким объемам запасов углеводородов, что подчеркивает потенциал региона для будущих проектов геологоразведочных работ. Этот потенциал подкрепляется наличием двух разведочных скважин, пробуренных на структурах SBK и TE-5, и двух оценочных скважин, связанных с открытием скважины TE-5.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Характеристика материнских пород каменноугольного периода, основанная на анализе 215 образцов из четырех скважин в бассейне Тендрара-Миссур, подчеркивает их значительный потенциал для добычи углеводородов с особой предрасположенностью к образованию природного газа. Были сделаны следующие выводы.

1. В скважине OSD-1 выявлено несколько высококачественных интервалов в пределах вестфальских слоев со значениями общего содержания органического углерода (ТОС), превышающими 4%, и значениями водородного индекса (НИ), превышающими 150 мг НС/г ТОС. Напротив, на других участках большинство проанализированных образцов показали значения ТОС ниже 1% и значения НИ ниже 150 мг НС/г ТОС.
2. Органическое вещество относится преимущественно к III типу, имеет наземное происхождение и склонно к газообразованию. Оно также связано с органическим веществом IV типа, которое не имеет потенциала образования углеводородов. Примечательно, что определенные интервалы, особенно в вестфальском разрезе скважины OSD-1, содержат органическое вещество II/III типа, благоприятное для образования как нефти, так и газа.
3. Степень термической зрелости образцов варьируется от незрелой до постзрелой. Модели истории термического созревания и осадконакопления скважин OSD-1 и TE-3 указывают на то, что генерация углеводородов началась в позднекаменноугольно-пермский период, т.е. во время герцинской эпохи складчатости.
4. Потенциал образования углеводородов материнских пород каменноугольного периода оценивается примерно в 200 000 т/км<sup>2</sup>. Накопленные объемы, полученные из материнской породы каменноугольного периода, оцениваются примерно в 300 млн баррелей нефти и около 2.5 трлн кубических футов газа.

### БЛАГОДАРНОСТИ

Авторы выражают искреннюю благодарность компании SOUND ENERGY MOROCCO (SEMOR) и «Национальному центру научных и технических исследований (CNRST)» за ценную техническую и финансовую поддержку при подготовке этой статьи.

### КОНФЛИКТ ИНТЕРЕСОВ

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов, требующих раскрытия в данной статье.

### СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

*Achour Margoum*

ORCID: <https://orcid.org/0009-0006-6610-3709>

*Youssef Elbouzaoui*

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2464-368X>

*Mohammed Et-Touhamia*

ORCID: —

*Rabah Bouchtab*

ORCID: —

*Abdelwahid Chakor Alamib*

ORCID: —

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Aoun M.-C.* Oil and Gas Resources of the Middle East and North Africa: a Curse or a Blessing? // *The New Energy Crisis*, 2009. P. 145–172.  
[https://doi.org/10.1057/9780230242234\\_6](https://doi.org/10.1057/9780230242234_6)
2. *Lučić D., Bosworth W.* Regional Geology and Petroleum Systems of the Main Reservoirs and Source Rocks of North Africa and the Middle East // *The Geology of the Arab World — An Overview* / A. Bendaoud, Z. Hamimi, M. Hamoudi, S. Djemai, B. Zoheir (eds). Springer Geology. 2019. P. 197–289.  
[https://doi.org/10.1007/978-3-319-96794-3\\_6](https://doi.org/10.1007/978-3-319-96794-3_6)
3. *Boote D.R.D., Clark-Lowes D.D., Traut M.W.* Palaeozoic petroleum systems of North Africa // *Geological Society Special Publication*. 1998. V. 132 (1). P. 7–68.  
<https://doi.org/10.1144/GSL.SP.1998.132.01.02>
4. *Lüning S., Craig J., Loydell D.K., Štorch P., Fitches B.* Lower Silurian ‘hot shales’ in North Africa and Arabia: regional distribution and depositional model // *Earth-Science Reviews*. 2000. V. 49 (1–4). P. 121–200.  
[https://doi.org/10.1016/S0012-8252\(99\)00060-4](https://doi.org/10.1016/S0012-8252(99)00060-4)
5. *Lüning S., Loydell D.K., Sutcliffe O., Ait Salem A., Zanella E., Craig J., Harper D.A.T.* Silurian — lower Devonian black shales in Morocco: Which are the organically richest horizons? // *Journal of Petroleum Geology*. 2000. V. 23 (3), P. 293–311.  
<https://doi.org/10.1111/J.1747-5457.2000.TB01021.X>
6. *Argent J., Bouchta R., Canning J., Ghiglione G., Martini P., Tassine L., Tripone D.* Significance of the paleozoic for the hydrocarbon potential of the high

- plateaux, Eastern Meseta, Morocco // AAPG Africa Region Geoscience Technology Workshop, Paleozoic Hydrocarbon Potential of North Africa. Marrakech, Morocco. November 1–4. 2017.  
[https://www.searchanddiscovery.com/pdfz/abstracts/pdf/2018/90313ar/abstracts/ndx\\_argent.pdf.html](https://www.searchanddiscovery.com/pdfz/abstracts/pdf/2018/90313ar/abstracts/ndx_argent.pdf.html)
7. *Elbouzaoui Y., Margoum A., Et-Touhami M., Bouchta R., El ouarghioui A.* Machine learning approaches for predicting reservoir lithofacies: Geological implications in the Tendirra-Missour basin, Morocco // *Journal of African Earth Sciences*. 2025. V. 223. N 105518. <https://doi.org/10.1016/J.JAFREARSCI.2024.105518>
  8. *Izundu U.* Maghreb Petroleum discovers gas in Moroccan well // *Oil & Gas Journal*. <https://www.ogj.com/exploration-development/article/17285544/maghreb-petroleum-discovers-gas-in-moroccan-well>. Accessed June 22, 2024.
  9. *Beauchamp W., Barazangi M., Demnati A., El Alji M.* Intracontinental Rifting and Inversion: Missour Basin and Atlas Mountains, Morocco // *AAPG Bulletin*. 1996. V. 80 (9). P. 1459–1481. <https://doi.org/10.1306/64ED9A60-1724-11D7-8645000102C1865D>
  10. *Dieb M.* The hydrocarbon source potential of the Paleozoic rocks of Ghadamis Basin Northwestern Libya // *Libyan Journal of Science & Technology*. 2019. V. 9 (1). P. 11–20. <https://doi.org/10.37376/LJST.V9I1.2191>
  11. *Abd El Gawad E.A., Ghanem M.F., Makled W.A., Mousa D.A., Lotfy M.M., Temraz M.G., Shehata A.M.* Source rock evaluation of subsurface Devonian–Carboniferous succession based on palyno-organic facies analysis in Faghur Basin, North Western Desert of Egypt: a division of the North Africa Paleozoic Basins // *Arabian Journal of Geosciences*. 2019. V. 12 (21), N 655. <https://doi.org/10.1007/s12517-019-4802-5>
  12. *Fathy D., El-Balkiemy A.F., Makled W.A., Hosny A.M.* Organic geochemical signals of Paleozoic rocks in the southern Tethys, Siwa basin, Egypt: Implications for source rock characterization and petroleum system // *Physics and Chemistry of the Earth, Parts A/B/C*. 2023. V. 130. N 103393. <https://doi.org/10.1016/J.PCE.2023.103393>
  13. *Lubeseder S., Redfern J., Petitpierre L., Fröhlich S.* Stratigraphic trapping potential in the Carboniferous of North Africa: Developing new play concepts based on integrated outcrop sedimentology and regional sequence stratigraphy (Morocco, Algeria, Libya). In: Vining B. A. and Pickering S. C. (eds) // *Petroleum Geology: From Mature Basins to New Frontiers — Proceedings of the 7th Petroleum Geology Conference/ London: Geological Society*. 2010. P. 725–734. <https://doi.org/10.1144/0070725>
  14. *Faqira M., Rademakers M., Afifi A.K.M.* New insights into the Hercynian Orogeny, and their implications for the Paleozoic Hydrocarbon System in the Arabian Plate // *GeoArabia*. 2009. V. 14 (3). P. 199–228. <https://doi.org/10.2113/GEOARABIA1403199>
  15. *Hoepffner C., Houari M.R., Bouabdelli M.* Tectonics of the North African Variscides (Morocco, western Algeria): an outline // *Comptes Rendus Geoscience*. 2006. V. 338 (1–2). P. 25–40. <https://doi.org/10.1016/J.CRTE.2005.11.003>
  16. *Michard A., Hoepffner C., Soulaïmani A., Baidder L.* The Variscan Belt. // *Lecture Notes in Earth Sciences*. 2008. P. 65–132. [https://doi.org/10.1007/978-3-540-77076-3\\_3](https://doi.org/10.1007/978-3-540-77076-3_3)
  17. *Michard A., Soulaïmani A., Hoepffner C., Ouanaimi H., Baidder L., Rjijati E. C., Saddiqi O.* The South-Western Branch of the Variscan Belt: Evidence from Morocco. // *Tectonophysics*. 2010. V. 492 (1–4). P. 1–24. <https://doi.org/10.1016/J.TECTO.2010.05.021>
  18. *Bouchta R., Taki Z.* Farm-Out Brochure. Maghreb Petroleum Exploration S.A. 2011.
  19. *Craig J., Rizzi C., Said F.* Structural styles and prospectivity in the Precambrian and Palaeozoic hydrocarbon systems of North Africa // *Proceedings of Geology of East Libya Symposium, Binghazi, Libya*. 2006. P. 52.
  20. *Escosa F.O., Leprêtre R., Spina V., Gimeno-Vives O., Kergaravat, C., Mohn G., Frizon de Lamotte D.* Polyphased mesozoic rifting from the Atlas to the north-west Africa paleomargin // *Earth-Science Reviews*, 2021. V. 220. N 103732. <https://doi.org/10.1016/J.EARSCIREV.2021.103732>
  21. *Ellouz N., Patriat M., Gaulier J.M., Bouatmani R., Sabounji S.* From rifting to Alpine inversion: Mesozoic and Cenozoic subsidence history of some Moroccan basins // *Sedimentary Geology*. 2003. V. 156 (1–4). P. 185–212. [https://doi.org/10.1016/S0037-0738\(02\)00288-9](https://doi.org/10.1016/S0037-0738(02)00288-9)
  22. *Miles N., Pendleton J.* Palynology of samples from wells OSD-1, TE-1, TE-3 and TE-4, Tendirra Block, Morocco. PetroStrat Ltd. // Confidential report at Sound Energy Morocco, Rabat, 2018.
  23. *Miles N.* Palynology of samples from wells JK-1, RR-1, SBK-1 st1, TE-2 and TE-5, Tendirra Block, Morocco. PetroStrat Ltd // Confidential report at Sound Energy Morocco, Rabat, 2018
  24. *Pendleton J.* Palynology of samples from well TE-9 Tendirra Block, Morocco. PetroStrat Ltd. // Confidential report at Sound Energy Morocco, Rabat, 2018
  25. *Miles N., Pendleton J.* Palynology of samples from wells TE-6 and TE-8, Tendirra Block, Morocco. PetroStrat Ltd. // Confidential report at Sound Energy Morocco, Rabat, 2017
  26. *Espitalie J., Madec M., Tissot B., Mennig J.J., Leplat P.* Source Rock Characterization Method for Petroleum Exploration // *Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference*. 1977. P. 439–444. <https://doi.org/10.4043/2935-MS>
  27. *Peters K.E., Cassa M.R.* Applied source rock geochemistry. In: Magoon, L.B. and Dow, W.G. (eds) // *The Petroleum System-From Source to Trap*. AAPG. 1994. V. 60. P. 93–120. <https://doi.org/10.1306/M60585C5>

28. *Waples D.W.* Time and Temperature in Petroleum Formation: Application of Lopatin's Method to Petroleum Exploration // AAPG Bulletin. 1980. V. 64 (6). P. 916–926.  
<https://doi.org/10.1306/2F9193D2-16CE-11D7-8645000102C1865D>
29. *Lopatin N.V.* Temperature and time as factors of coalification // Izvestiya Akademii Nauk SSSR, Seriya Geologicheskaya. 1971. V. 3. P. 95–106.
30. *Hantschel T., Kauerauf A.I.* Fundamentals of basin and petroleum systems modeling. Springer Berlin, Heidelberg. 2009.  
<https://doi.org/10.1007/978-3-540-72318-9>
31. *Wygrala B.* Integrated study of an oil field in the Southern Po Basin, Northern Italy. Germany: N. P. 1989.
32. *Yalçın M.N., Littke R., Sachsenhofer R.F.* Thermal History of Sedimentary Basins // Petroleum and Basin Evolution / D.H. Welte, B. Horsfield, and D.R. Baker (eds). Springer, Berlin, Heidelberg. 1997. P. 71–167.  
[https://doi.org/10.1007/978-3-642-60423-2\\_3](https://doi.org/10.1007/978-3-642-60423-2_3)
33. *Torsvik T.H., Van der Voo R., Preeden U.* Phanerozoic polar wander, palaeogeography and dynamics // Earth-Science Reviews. 2012. V. 114 (3–4), P. 325–368.  
<https://doi.org/10.1016/J.EARSCIREV.2012.06.007>
34. *McKenzie D.* Some remarks on the development of sedimentary basins // Earth and Planetary Science Letters // 1978/ V. 40 (1). P. 25–32.  
[https://doi.org/10.1016/0012-821X\(78\)90071-7](https://doi.org/10.1016/0012-821X(78)90071-7)
35. *McKenzie D.* The variation of temperature with time and hydrocarbon maturation in sedimentary basins formed by extension // Earth and Planetary Science Letters. 1981. V. 55 (1). P. 87–98.  
[https://doi.org/10.1016/0012-821X\(81\)90089-3](https://doi.org/10.1016/0012-821X(81)90089-3)
36. *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. V. 12 (3). P. 291–319.  
[https://doi.org/10.1016/0264-8172\(95\)98381-E](https://doi.org/10.1016/0264-8172(95)98381-E)
37. *Dow W.G.* Kerogen studies and geological interpretations // Journal of Geochemical Exploration. 1977. V. 7. P. 79–99.  
[https://doi.org/10.1016/0375-6742\(77\)90078-4](https://doi.org/10.1016/0375-6742(77)90078-4)
38. *McCartney J.T., Teichmüller M.* Classification of coals according to degree of coalification by reflectance of the vitrinite component // Fuel. 1972. V. 51(1). P. 64–68.  
[https://doi.org/10.1016/0016-2361\(72\)90041-5](https://doi.org/10.1016/0016-2361(72)90041-5)
39. *Correia A., Rimi A., Zarhloule Y., Carneiro J.* North-eastern Morocco: A high Geothermal Prospect // Procedia Earth and Planetary Science. 2017. V. 17. P. 746–749.  
<https://doi.org/10.1016/J.PROEPS.2017.01.003>
40. *Rimi A., Lucazeau F.* Heat flow density measurements in northern Morocco // Journal of African Earth Sciences. 1987. V. 6(6). P. 835–843.  
[https://doi.org/10.1016/0899-5362\(87\)90041-8](https://doi.org/10.1016/0899-5362(87)90041-8)
41. *Ouzzaouit L.A., EL Ouassif B., Idri A., Qarbous A., Barich A., Weisenberger T.B., Boudad, L.* Geothermal flow in Northern Morocco: A machine learning approach // Journal of African Earth Sciences. 2023. V. 205. N 104995.  
<https://doi.org/10.1016/J.JAFREARSCI.2023.104995>