



## ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ФОРМАЦИИ ЙОГУ БАСЕЙНА ТЕРМИТ (РЕСПУБЛИКА НИГЕР)

МАХАМАН АБАСС АБДЕЛЬ КАДЕР, В.В. ЧЕРНОВА, Л.В. МИЛОСЕРДОВА\*

ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина»  
65, Ленинский пр-т, г. Москва, 119991, Россия

### АННОТАЦИЯ

**Введение.** Нигер имеет историю разведки месторождений углеводородов с 1970-х годов. Однако добыча нефти началась лишь в 2011 году с открытия нефтяного месторождения Агадем. Сегодня территория является недооцененной с точки зрения имеющихся углеводородных ресурсов. В связи с этим является актуальным изучение территории на нефтегазоносность с помощью современных комплексных геолого-геофизических методов и исследований. Для этого нужно установить наличие и изучить имеющиеся углеводородные системы в регионе, включающие материнские толщи, породы-коллекторы, флюидоупоры, ловушки, и как эти элементы связаны между собой.

В рамках представленной работы изучались материнские породы бассейна Термит в Республике Нигер. Данный регион представляет значительный интерес в связи с перспективной оценкой нефтегазоносности формации Йогу.

**Цель.** С целью изучения геохимических характеристик формации Йогу необходимо интерпретировать результаты исследований, полученные с помощью метода Rock-Eval, петрографических и биомаркерных изысканий. Установить источник для органического вещества аргиллитов формации Йогу. Указать на преимущественный фазовый состав генерируемых аргиллитами углеводородов формации Йогу.

**Материалы и методы.** Объектом исследований в данной работе были образцы горных пород, представленные аргиллитами формации Йогу, из девяти скважин, расположенных в блоке Агадем бассейна Термит. В статье проведен обзор результатов пиролитических, петрографических и биомаркерных исследований материнских пород формации Йогу, привлеченных из фондовых материалов, опубликованных работ и отчетов, собранных в Министерстве нефти Республики Нигер.

**Результаты.** Для геохимической характеристики пород формации Йогу были проведены петрографический анализ, биомаркерный анализ и пиролитические исследования с помощью метода Rock-Eval. Петрографический анализ был выполнен Китайской национальной корпорацией для Министерства нефти Республики Нигер. Петрографический анализ показал, что в материнских породах формации Йогу присутствуют мацералы групп витринита, инертинита и липтинита. Во всех исследованных образцах не было идентифицировано сапропелита (битуминита). А анализ содержания биомаркеров в экстрагированных образцах формации Йогу показал, что в экстрактах присутствуют стераны C27—C28—C29 с преобладанием стеранов C29 над обычными стеранами C27 и C28. Дополнительно были проведены исследования методом Rock-Eval. Значения исходного водородного индекса показали, что преобладающим источником для органического вещества была высшая растительность.

**Заключение.** Все проведенные анализы привели к одному и тому же выводу: исходным источником для органического вещества пород формации Йогу преимущественно являлась высшая наземная растительность, следовательно, материнские породы будут генерировать в большем объеме газообразные углеводороды.

**Ключевые слова:** кероген, материнская порода, биомаркеры, формация Йогу, бассейн Термит, Нигер, Африка

**Конфликт интересов:** авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Финансирование:** исследование не имело спонсорской поддержки.

**Благодарности:** авторы выражают благодарность Министерству нефти Республики Нигер за предоставленные материалы и консультации.

**Для цитирования:** Абдель Кадер М.А., Чернова В.В., Милосердова Л.В. Геохимическая характеристика формации Йогу бассейна Термит (Республика Нигер). *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2025;67(4):39—48. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-4-39-48> EDN: [LVSLXW](https://www.edn.ru/LVSLXW)

*Статья поступила в редакцию 28.01.2025*

*Принята к публикации 14.05.2025*

*Опубликована 22.12.2025*

\* Автор, ответственный за переписку

## GEOCHEMICAL CHARACTERISTICS OF THE YOGOU FORMATION OF THE TERMIT BASIN (NIGER)

MAHAMAN ABASS ABDEL' KADER, VIKTORIYA V. CHERNOVA, LYUDMILA V. MILOSERDOVA\*

*National University of Oil and Gas "Gubkin University"  
65, bld. 1, Leninsky Ave., Moscow 119991, Russia*

### ABSTRACT

**Background.** Hydrocarbon deposits in Niger have been actively explored since the 1970s. However, oil production only commenced in 2011 with the discovery of the Agadem oil field. The available hydrocarbon resources of this region are currently underestimated; thus, it is relevant to forecast the territory for oil and gas content using modern integrated geological and geophysical methods and studies. To that end, the available hydrocarbon systems in the region, including source rock formations, reservoir rocks, sealing rock, reservoir traps should be determined. Additionally, the way these elements are related to each other should be studied. This article examines the source rock formations of the Termit Basin in the Republic of Niger. The region is of considerable interest due to the oil and gas prospects of the Yogou Formation.

**Aim.** To examine the geochemical characteristics of the Yogou Formation through identifying the organic matter source of the Yogou Formation mudstones, as well as specifying the predominant phase composition of hydrocarbons generated by mudstones of the Yogou Formation.

**Materials and methods.** Samples of the Yogou Formation mudstones from nine wells located in the Agadem Block of the Termit Basin were used. The results of pyrolytic, petrographic, and biomarker studies of the Yogou Formation source rock kerogen obtained from stock materials, published papers, and reports provided by the Ministry of Petroleum Resources of the Republic of Niger, were analyzed.

**Results.** Petrographic analysis performed by the China National Petroleum Corporation revealed that the kerogen of the source rocks of the Yogou Formation has a maceral composition including vitrinite, inertinite, and liptinite, particularly leptodetrinite, sporinite, cutinite, and resistinite. Analysis of the biomarker content of the extracted samples of the Yogou Formation showed that C27-C28-C29 steranes are present in the extracts with a predominance of C29 steranes over the common C27 and C28 steranes. According to the initial hydrogen index values determined by Rock-Eval pyrolysis, the predominant source for organic matter was higher vegetation.

**Conclusion.** The organic matter of the rocks of the Yogou Formation was originally derived from higher terrestrial vegetation. Consequently, the source rocks will generate more gaseous hydrocarbons.

**Keywords:** kerogen, source rock, biomarkers, Yogou Formation, Termit Basin, Niger, Africa

**Conflict of interest:** the authors declare no conflict of interest.

**Financial disclosure:** no financial support was provided for this study.

**Acknowledgements:** the authors are grateful to the Ministry of Petroleum of the Republic of Niger for providing materials and advice.

**For citation:** Abdel' Kader M.A., Chernova V.V., Miloserdova L.V. Geochemical characteristics of the Yogou Formation of the Termit Basin (Niger). *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2025;67(4):39—48. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-4-39-48> EDN: LVSLXW

Manuscript received 28 January 2025

Accepted 14 May 2025

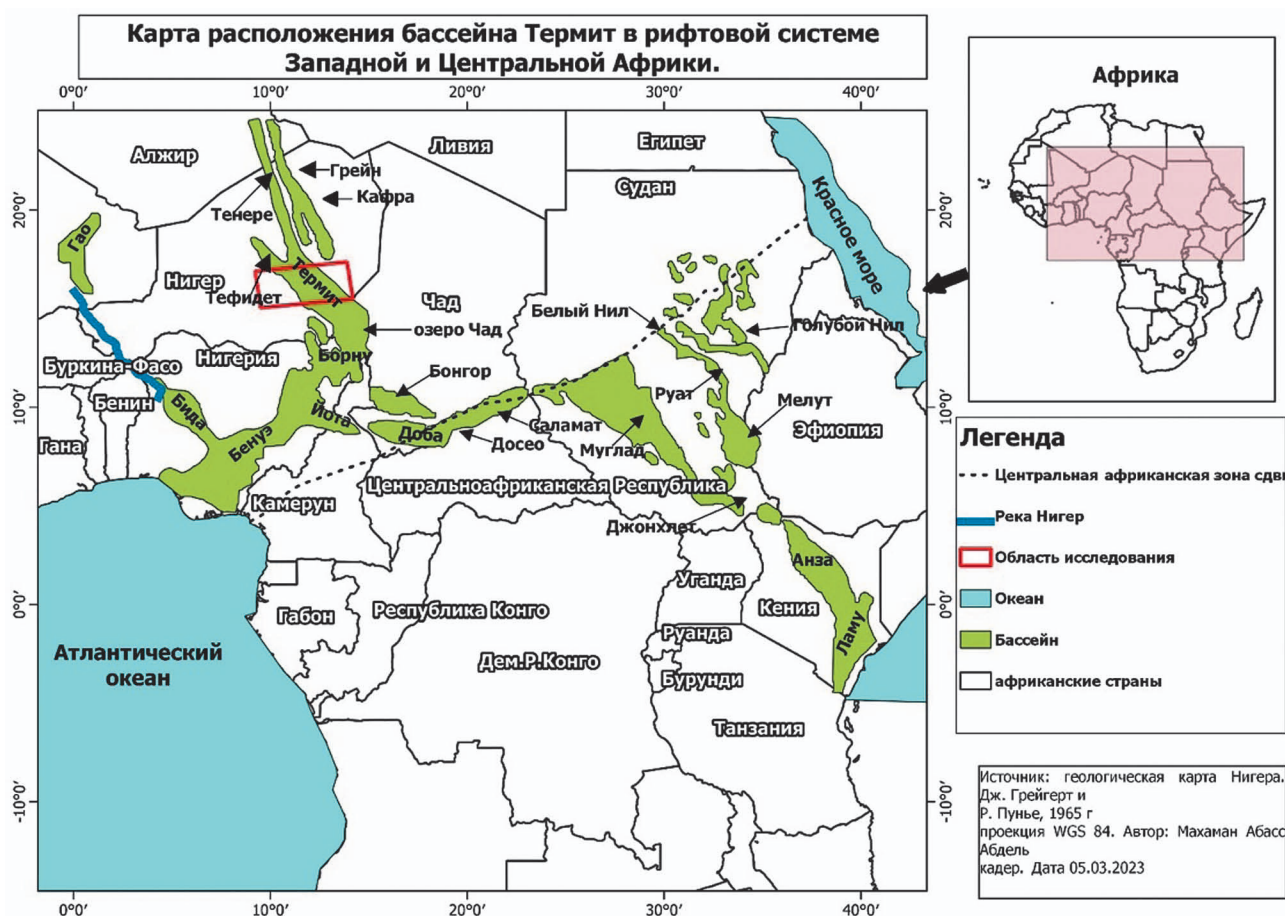
Published 22 December 2025

\* Corresponding author

## Введение

Бассейн Термит занимает площадь 27 000 км<sup>2</sup> и является частью бассейна Нигерского рифта, который представляет собой асимметричную протяженную рифтовую систему, состоящую из наложенных мезозойско-кайнозойских осадочных

комплексов, залегающих на кембрийско-юрском эпиметаморфическом фундаменте (рис. 2). Бассейн Термит является важным компонентом рифтовой системы Западной и Центральной Африки [9, 10, 17] (рис. 1). Бассейн Термит, простирающийся с северо-запада на юго-восток,



**Рис. 1.** Карта, показывающая расположение бассейна Термит в рифтовой системе Западной и Центральной Африки (Абдель с изменениями) [8]

**Fig. 1.** Map showing the location of the Termit basin in the rift system of West and Central Africa (Abdel modified) [8]

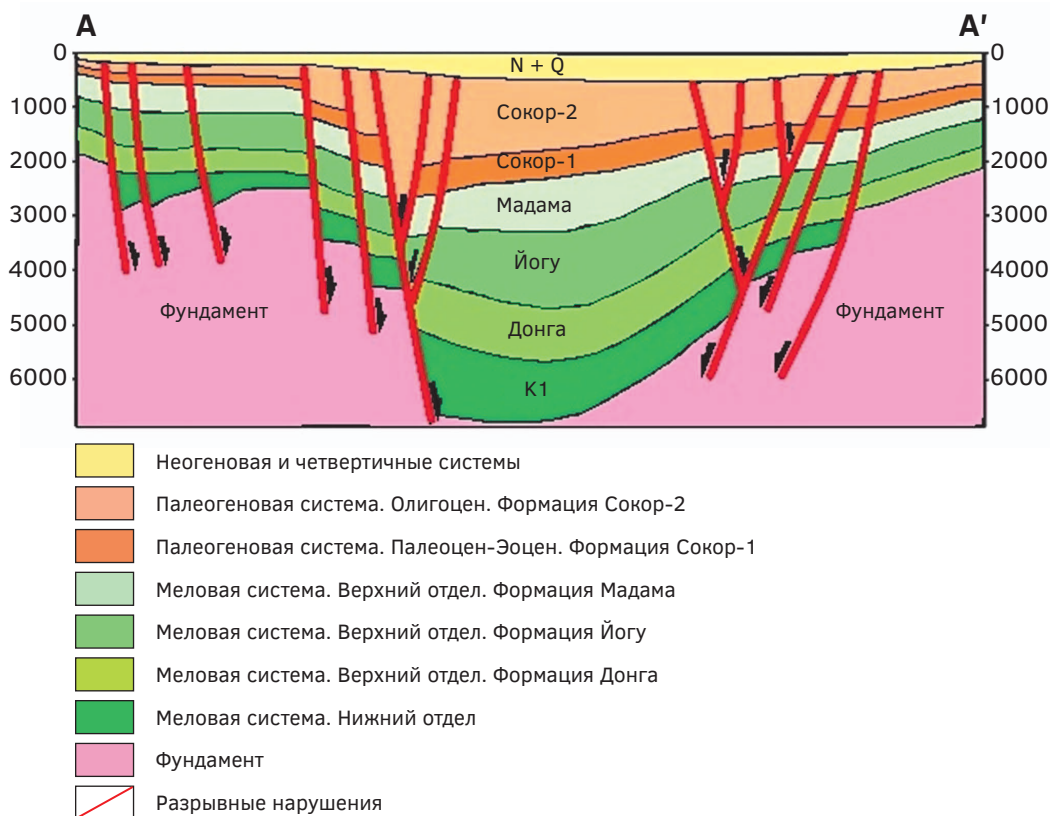


Рис. 2. Схематический сейсмо-стратиграфический разрез бассейна Термит [24]  
Fig. 2. Schematic seismic-stratigraphic section of the Termite basin [24]

расположен между грабенами Тефидет, Тенере, Грейн и Кафра (Северный Нигер) и бассейном Борну в Нигерии и простирается примерно на 300 км с севера на юг и на 60—110 км с запада на восток [16]. Он развит на докембрийском фундаменте и имеет грабенообразную структуру, контролируемую граничными разломами с северо-запада на юго-восток [26] (рис. 3). Бассейн Термит образовался во время раскола Гондваны и открытия южной части Атлантического океана примерно 130 млн лет назад [1, 2, 6, 18, 20, 22].

Будучи крупнейшим мезозойским осадочным бассейном рифтовой системы Западной и Центральной Африки, бассейн Термит принадлежит к системе, состоящей из десяти тектонически-структурных единиц (впадина Динга и Моул, Тракес и Йогу, поднятие Фана и Судана, грабен Арага, зона разлома Динга, западная и восточная платформы) [7, 15, 26]. В бассейне Термит есть два типа разломов. Первый тип состоит из разломов с северо-западным — юго-восточным простиранием, в основном локализованных на краю бассейна. А второй тип: северо-восточ-

ных — юго-западных разломов, широко развитых в центре впадины Моул. Большинство нефтяных залежей связаны с тектонически экранированными ловушками [7, 8].

Бассейн Термит с момента своего формирования и до настоящего времени пережил две фазы рифтинга соответственно: одна в позднем мелу, сопровождавшийся морской трансгрессией, и другой — в палеогеновое время [5, 14, 26]. Наиболее полный стратиграфический разрез Восточно-Нигерского бассейна лучше всего представлен в южной части бассейна Термит. Здесь находилась осевая зона Восточно-Нигерского бассейна осадконакопления, без каких-либо признаков последующего поднятия бассейна. Бассейн здесь имеет наибольшую мощность осадков, оцениваемую в 7 км [14, 17]. Здесь были наиболее благоприятные условия для формирования и реализации углеводородных систем.

Литостратиграфическая последовательность бассейна Термит представлена породами от мела до неогена. Породы нижнемелового возраста представлены континентальными отложениями, состоящими из кремнистых песчаников, местами

переслаивающихся преимущественно с каолини-  
товыми глинистыми породами.

В составе верхнемеловых пород выделяются  
формации Донга, Йогу и Мадама. Они представ-  
лены морскими и речными комплексами пород.  
Формация Йогу подразделяется на две части:  
верхняя, сложенная переслаиванием песчаника,  
светло-серого и темно-серого аргиллита, и ниж-  
няя, сложенная темно-серыми и черными аргил-  
литами. Породы палеогенового возраста состоят  
в основном из песчано-глинистых пород. Породы  
неогенового возраста состоят из речных отложе-  
ний, представленных в нижней части песчаника-  
ми и глинами, а в верхней — массивными песча-  
никами с тонкими прослоями сланцеватых глин.  
Современная четвертичная система представле-  
на массивными желтовато-серыми песчаниками  
и зеленовато-серыми глинами.

Все эти образования залегают на гранитном  
и метаморфическом основании докембрийского  
возраста и активизировались во время панафри-  
канского орогенеза.

## Результаты

Аргиллиты формации Йогу являются основной  
материнской толщей в бассейне Термит [2, 10, 26].  
Для определения источника органического веще-  
ства использовались: петрографический анализ,  
изучение биомаркеров (стеранов) и пиролитиче-  
ские исследования методом Rock-Eval.

Материнские породы — это породы, обога-  
щенные автохтонным органическим веществом,  
кероген которых может генерировать и отдавать  
углеводороды. Источником для органического  
вещества преимущественно служат высшие рас-  
тения, фито- и зоопланктон, бактерии. Кероген —  
часть органического вещества, не растворимая  
в органических растворителях, который образует-  
ся в конце диагенеза.

Для определения геохимических характеристик  
формации Йогу были проведены исследования  
пиролитическим методом Rock-Eval. С помощью  
данного метода определялись количество обще-  
го органического углерода (ТОС), водородный  
индекс (HI), благодаря которому можно узнать  
источник для органического вещества и палео-  
фациальной обстановки осадконакопления, а так-  
же другие геохимические параметры. ТОС в аргил-  
литах из нижней части формации Йогу составляют  
в среднем 2,71%, что по классификации Питерса  
и Кассы [22] относит их к хорошим материнским  
породам. А аргиллиты из верхней части являют-  
ся более богатыми с точки зрения содержания

органического вещества, так как ТОС в них состав-  
ляет 4,91%, следовательно, они являются богаты-  
ми материнскими породами [22].

Верхняя часть формации Йогу претерпела мень-  
шие катагенетические изменения по сравнению  
с нижней. В образцах фиксируются образцы со II,  
II/III и III типами керогенов [22]. Преобладают  
образцы с типом керогена II (HI > 300 мг УВ/г  
ТОС), что свидетельствует о накоплении осад-  
ка в морских обстановках. А наличие керогенов  
II/III и III типов указывает на привнос материала  
с континента и на вклад высшей наземной расти-  
тельности. В нижней части также встречаются раз-  
личные типы керогена, но преобладающими яв-  
ляются керогены III и II/III (HI ~200 мг УВ/г ТОС).  
Это говорит о значительном вкладе высшей назем-  
ной растительности в органическое вещество.

В результате преобразования органического  
вещества не все источники изменяются с одина-  
ковой скоростью, поэтому и в породах, претер-  
певших значительные катагенетические преоб-  
разования, можно встретить включения, которые  
сохранились практически в неизменном или сла-  
боизменном состоянии и определены при ми-  
кроскопических исследованиях. Таким образом,  
в органическом веществе пород можно встре-  
тить и мацералы, которые несут важную генети-  
ческую информацию. Мацералы — мельчайшие  
органические составляющие углей и угли-  
стых частиц в осадочных породах, различимые  
под микроскопом. Углистые включения, повсе-  
местно присутствующие в аргиллитах, изучались  
на основе справочников Международного комите-  
та по угольной и органической петрологии [11—  
13]. Исследование мацералов проводилось в со-  
ответствии с Международными стандартами ИСО  
серии 7404. Определение мацерального состава  
происходило с помощью изучения угля под микро-  
скопом в отраженном белом свете, а также допол-  
нительно использовалась флуоресцентная микро-  
скопия.

В таблице 1 представлен мацеральный со-  
став изученных образцов материнской породы  
из 9 скважин формации Йогу. Образцы аргиллитов  
формации Йогу в основном состоят из мацералов  
витринита, инертинита и липтинита без сапро-  
пелинита (битуминит) (табл. 1). Стоит отметить,  
что в группе липтинита именно сапропелинит (би-  
туминит) играет роль в образовании нефтяных уг-  
леводородов [13].

Витринит имеет серый цвет в отраженном  
свете и при масляной иммерсии, инертинит  
в основном представлен фюзинитом, содержание

Таблица 1. Мацеральные компоненты керогена из образцов формации Йогу [3]  
Table 1. Maceral components of kerogen from samples of the Yogu Formation [3]

Скважина	Глубина (в м)	Витринит %	Инертинит %	Липтинит				Минеральное вещество		Минерально-битумная матрица %
				Споринит	Кутинит	Резинит	Экзодетрит-липидотетринит	Флуоресцирующий минерал	Нефлуоресцирующий минерал	
Фана-1	2960	7,5	3	/	3,5	/	3	70	10	3
Фана-1	3288	5	1,6	/	/	/	4,3	10,6	78,5	/
Йогоу Н-1	2277	13,6	2,3	7	20,4	2,4	7,5	4,8	40	2
Йогоу Н-1	2663	1	2	/	/	/	5	84	4	4
Йогоу Н-1	3376	0,5	/	/	/	/	/	80	19,5	
Дугул NW-1	2053	3,5	1,5	/	/	/	7	60	24	4
Дугул NW-1	2352	1	/	/	/	/	/	66	30,5	2,5
Дугул NW-1	2505	1,2	/	/	/	/	/	20	78,8	/
Дугул NW-1	2777	2	1	/	/	/	/	75	17	5

которого, как правило, низкое, и в отраженном свете при масляной иммерсии варьируется от бело-серого до белого цвета [17]. Липтинит в основном состоит из кутинита, который имеет желтую флуоресценцию.

Была построена треугольная диаграмма мацерального состава. Анализ диаграммы мацеральных компонентов из образцов формации Йогу верхнего мела показал, что основными составляющими являются витринит-инертинит и липтинит. Из диаграммы видно, что ни один из образцов формации Йогу не содержит сапропелинита (битуминита) (рис. 3). Распределение мацералов показало, что значительный вклад в состав органического вещества формации Йогу также вносит высшая наземная растительность.

В предшествующих исследованиях [4] было изучено распределение стеранов. Стераны С27 в основном произошли из водорослей и других низших водных организмов, стераны С29 — из высших наземных растений. На диаграмме обычные стераны С27—С28—С29 преобладают над стераном С29 в образцах аргиллитов формации Йогу. Стераны ааа 20R С27, С28, С29 показывают перевернутое L-образное распределение на масс-хроматограмме m/z 217 [4], относительное содержание показывает: С29 > С28 > С27 (рис. 4).

С27—С29 можно использовать для определения природы органического вещества. Распределение нормальных алканов и изопреноидов в исходных породах информативно для определения генетического происхождения и исходных сред [19].

Анализ различных процентных соотношений, представленных в таблице 2, показывает распределение стеранов С27, С28 и С29 в экстрактах образцов формации Йогу.

Во всех образцах отмечается преобладание стеранов С29 над стеранами С27 и С28 (табл. 2). И наблюдается следующая последовательность: С29 > С28 > С27. Все эти результаты свидетельствуют о том, что источником керогена в образцах скважин формации Йогу являются наземные растения [4, 10]. Высокие концентрации стеранов С29 относительно С27—С28 могут указывать на наземный источник [4, 10]. Число углерода, которым обладают стераны, может помочь определить происхождение органического вещества. Стераны С27 получены в основном из морского органического вещества, тогда как С29 более типичны для высших растений. Например, явно преобладающая доля стеранов С29 относительно стеранов С27 и С28 подтверждает вклад континентального органического вещества.

Таким образом, мацеральный состав образцов из скважин из меловой формации Йогу включает витринит, инертинит и липтинит. Полученные результаты показывают, что кероген образцов формации Йогу имеет преимущественно континентальный источник [16]. Липтинит состоит из богатых водородом частей высших растений и водорослей, а мацералы представляют собой споринит, кутинит, резинит, альгинит, липидотетринит.

И в этой группе отсутствуют мацералы сапропелинита. Витринит, инертинит и липтинит (споринит, кутинит и резинит) имеют наземную природу [16—22].

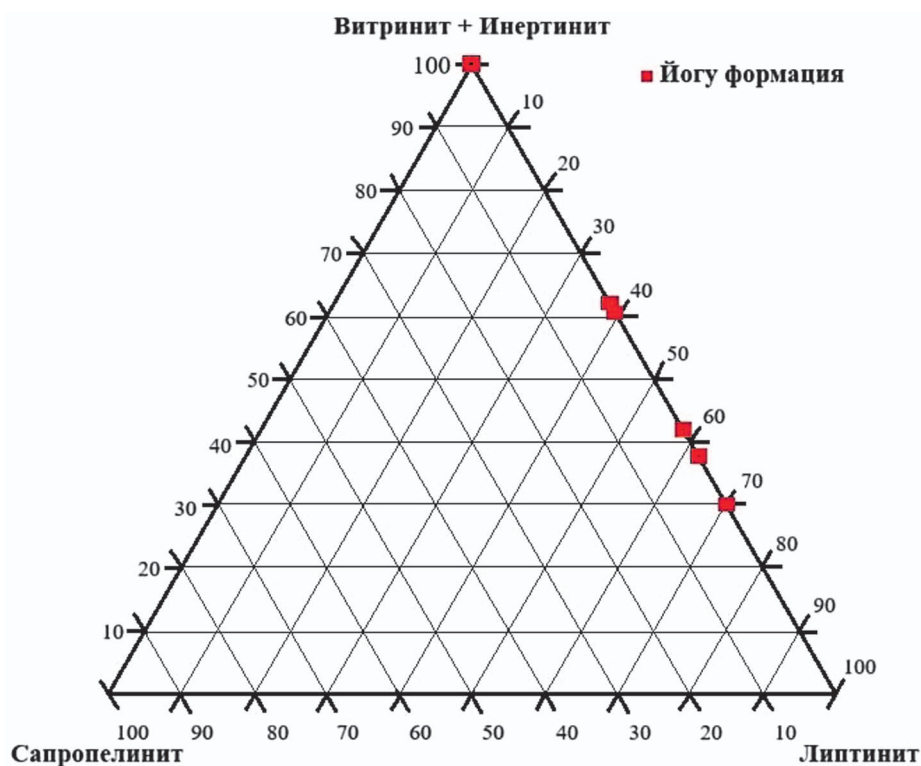


Рис. 3. Диаграмма мацеральных компонентов из образцов формации Йогу в блоке Агадем [6]  
Fig. 3. Diagram of maceral components of kerogen from samples of the Yogu Formation in the Agadem Block [6]

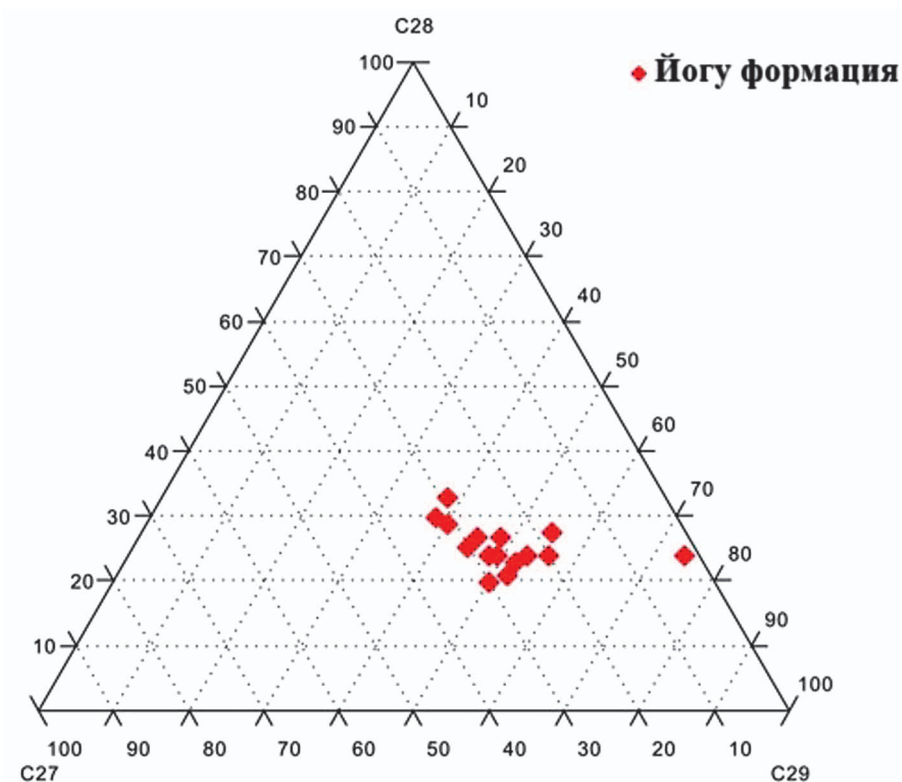


Рис. 4. Диаграмма стеранов С27, С28 и С29 из образцов формации Йогу в блоке Агадем [3]  
Fig. 4. Diagram of steranes C27, C28, and C29 from samples of the Yogu Formation in the Agadem Block [3]

**Таблица 2.** Процентное содержание основных стеранов, идентифицированных в экстрактах образцов из формации Йогу в блоке Агадем [16]

**Table 2.** Percentages of major steranes identified in extracts of samples from the Yogu Formation in the Agadem Block [16]

Скважина	Глубина	% C27 стераны	% C28 стераны	% C29 стераны
Фана-1	2960	0,24	0,25	0,53
Фана-1	3288	0,25	0,23	0,52
Йогу Н-1	2277	0,25	0,27	0,48
Йогу Н-1	2663	0,28	0,24	0,48
Йогу Н-1	3376	0,27	0,21	0,52
Дугул NW-1	2053	0,3	0,2	0,5
Дугул NW-1	2352	0,28	0,27	0,45
Дугул NW-1	2505	0,3	0,25	0,44
Дугул NW-1	2777	0,18	0,28	0,55

### Заключение

Образцы аргиллитов из формации Йогу, отобранные из мелового бассейна Термит на юго-востоке Нигера, были изучены с помощью пиролитического метода Rock-Eval, петрографического и биомаркерного анализов. Формация Йогу делится на две части: нижнюю, представленную преимущественно черными аргиллитами, и верхнюю, представленную переслаиванием песчаников и аргиллитов. По методу Rock-Eval было установлено, что органическое вещество материнских аргиллитов из нижней части имеет преимущественно II тип керогена, но также встречаются и образцы с типами керогенов II/III и III, что свидетельствует о привносе источников для органического вещества с континента. Верхняя часть формации Йогу имеет образцы с преобладанием III и II/III керогенов, что свидетельствует о преобладании среди источников для органического вещества высшей наземной растительности.

Петрографический анализ образцов показал, что в породах присутствуют мацералы групп витринита, инертинита и липтинита. Во всех исследованных образцах не было идентифицировано сапропелита (битуминита), который

связан с последующей генерацией жидких углеводородов. Все остальные мацералы, присутствующие в изучаемых образцах, свидетельствует о том, что был значительный привнос материала с континента, а именно высшей наземной растительности. Биомаркерный анализ этих образцов после экстракции показал, что в них присутствуют стераны C29, C28 и C27. Кроме того, было обнаружено, что стераны C29 доминируют над своими аналогами C27 и C28, что тоже подтверждает происхождение органического вещества аргиллитов формации Йогу из континентальных источников. Таким образом, все упомянутые подходы: пиролитические исследования с помощью метода Rock-Eval, петрографические исследования мацералов и биомаркерный анализ — указывают на то, что органическое вещество аргиллитов формации Йогу происходит преимущественно из высших наземных растений, что является причиной генерации газообразных углеводородов в большем объеме. Результат работ указывает на значительную газоносность региона, а не только нефтеносность. Результаты, полученные авторами, могут быть использованы при моделировании углеводородных систем.

### ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

- Burke K., Dessauwagie T.F.J., Whiteman A.J. Geological history of the Benue valley and adjacent areas. In: Dessauwagie T.F.J., Whiteman A.J. (Eds.), African Geology. Ibadan: Ibadan University Press, 1972. P. 197—205.
- Burke K.S. Chad Basin: An active intracontinental basin. Tectonophysics. 1976. Vol. 36. P. 197—206.
- CNPC. Geological and geophysical studies in the Agadem Block, Niger. 2013.
- Czochanska Z., Gilbert T.D., Philp R.P., Sheppard C.M., Weston R.J., Wood T.A., Woolhouse A.D. Geochemical application of sterane and triterpane biomarkers to describe oils from the Taranaki Basin, New Zealand. Organic Geochemistry. 1988. Vol. 12. P. 123—135.
- Fairhead J.D., Green C.M., Masterton S.M., Guiraud R. The role of plate tectonics, stress variations and stratigraphic unconformities in the evolution of the West and Central African rift system and Atlantic

- continental margins. *Tectonophysics*. 2013. Vol. 594. P. 118—127.
6. Faure H. Geologic exploration of the post-Paleozoic sedimentary formations of eastern Niger. *Mém. Bureau of Geological and Mining Research*. 1966. No. 47. P. 629—630.
  7. Genik G.J. Regional framework, structural and petroleum aspects of rift basins in Niger, Chad and Central African Republic (CAR). *Tectonophysics*. 1992. Vol. 213. P. 169—185. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-89912-5.50036-3>.
  8. Genick G.J. Petroleum Geology of Rift Basins in Niger, Chad, and Central Africa. *AAPG Bull.* 1993. Vol. 77. P. 1405—1434.
  9. Harouna M., Philp R.P. Potential petroleum parent rocks in the Termite Basin, Niger. *Journal of Petroleum Geology*. 2012. Vol. 35, No. 2. P. 165—185.
  10. Huang W.Y., Meinschein W.G. Sterols as environmental indicators. *Geochim. and Cosmochim. Acta*. 1979. Vol. 43. P. 739—745.
  11. ICCP. The New Vitrinite Classification (ICCP System 1994). *Fuel*. 1998. Vol. 77. P. 349—358.
  12. ICCP. The New Inertinite Classification (ICCP System 1994). *Fuel*. 2001. Vol. 80. P. 459—471.
  13. ICCP. Classification of liptinite—ICCP System 1994. *International Journal of Coal Geology*. 2017. Vol. 169. P. 40—61.
  14. Lafargue E., Marquis F., Pilot D. Application of Rock-Eval in hydrocarbon exploration and soil contamination studies. *Journal of the French Petroleum Institute*. 1998. Vol. 53, No. 4. P. 421—437.
  15. Lai H., Li M., Liu J., Mao F., Xiao H., He W., Yang L. Organic geochemical characteristics and sedimentation patterns of Upper Cretaceous marine parent rocks in the Termite Basin, Niger. *Paleogeogr. Paleocl.* 2018. Vol. 495. P. 292—308.
  16. Liu B., Wan L., Mao F., Liu J., Lü M., Wang Y. Hydrocarbon potential of Upper Cretaceous marine source rocks in the Termit Basin, Niger. *Fart. Geol.* 2015. Vol. 38. P. 157—175.
  17. Liu B., Pan X.H., Wan L.K., Su Y.D., Mao F.J., Liu J.G., Lü M.S., Wang Y.H. Structural evolution and main factors controlling Paleogene hydrocarbon accumulation in the Termit Basin, Eastern Niger. *Acta PetroleiSinica*. 2012. Vol. 33. P. 394—403.
  18. Olade M.A. Evolution of the Benue Trough in Nigeria (aulacogen): A tectonic model. *Geol. Magazine*. 1975. Vol. 112. P. 575—583.
  19. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. *Handbook of Biomarkers*. Vol. 1: Biomarkers and isotopes in the environment and human history. Cambridge: Cambridge University Press. 2005. P. 75—76.
  20. Peters K.E., Moldowan J.M. *Handbook of biomarkers: Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments*. Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall. 1993. P. 227—228.
  21. Peters K.E., Cassa M.R. *Applied Source Rock Geochemistry*. The petroleum system — from source to trap: AAPG Memoir 60. 1994. P. 93—120.
  22. Petters S.W. Stratigraphic evolution of the Benue Trough and its implications for the Upper Cretaceous paleogeography of West Africa. *Journal Geology*. 1978. Vol. 86. P. 311—322.
  23. Wang L., Liu J., Mao F., Lv M., Liu B. Petroleum geochemistry of the East Niger Basin termite field. *Vt. Petrol. Geol.* 2014. Vol. 51. P. 167—183.
  24. Zhou Lihong, Su Junqing, Dong Xiaowei, Shi Buqing, Sun Zhihua, Qian Maolu, Lu D., Liu Aiping. Controlling factors of hydrocarbon accumulation in the Termite rift basin, Niger. *Petroleum Exploration and Development*. 2017. Vol. 44. P. 358—367.

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Абдель Кадер Махаман Абасс — собрал материал для публикации, в том числе через запрос в Министерстве нефти Республики Нигер, систематизировал его, разработал концепцию статьи, подготовил рисунки для статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Чернова В.В. — переводила собранные материалы на русский язык, подготовила текст статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Милосердова Л.В. — участвовала в написании текста статьи, подготовила текст статьи, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Mahaman Abass Abdel Kader — gathered the material for publication, including through an enquiry at the Ministry of Petroleum of the Republic of Niger, systematised it, conceptualised the article, prepared the figures for the article and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Viktoriya V. Chernova — translated the collected materials into Russian, prepared the text of the article and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Lyudmila V. Miloserdova — participated in writing the text of the article, prepared the text of the article, finally approved the published version of the article and agrees to accept responsibility for all aspects of the work.

**СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS**

**Махаман Абасс Абдель Кадер** — аспирант ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина». 65, Ленинский пр-т, г. Москва, 119991, Россия  
e-mail: [kadergama17@gmail.com](mailto:kadergama17@gmail.com)  
тел.: +7 (925) 850-91-18

**Mahaman Abass Abdel' Kader** — graduate student, National University of Oil and Gas “Gubkin University”. 65, bld. 1, Leninsky Ave., Moscow 119991, Russia  
e-mail: [kadergama17@gmail.com](mailto:kadergama17@gmail.com)  
tel.: +7 (925) 850-91-18

**Чернова Виктория Викторовна** — лаборант ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина». 65, Ленинский пр-т, г. Москва, 119991, Россия  
e-mail: [vikers17@mail.ru](mailto:vikers17@mail.ru)  
тел.: раб.: +7 (499) 507-84-32  
тел.: +7 (903) 315-47-38

**Viktoriya V. Chernova** — laboratory assistant, National University of Oil and Gas “Gubkin University”. 65, bld. 1, Leninsky Ave., Moscow 119991, Russia  
e-mail: [vikers17@mail.ru](mailto:vikers17@mail.ru)  
tel.: +7 (499) 507-84-32; +7 (903) 315-47-38

**Милосердова Людмила Вадимовна\*** — кандидат геолого-минералогических наук, доцент ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина». 65, Ленинский пр-т, г. Москва, 119991, Россия  
e-mail: [miloserdova.l@gubkin.ru](mailto:miloserdova.l@gubkin.ru)  
тел.: раб.: +7 (499) 507-84-32  
тел.: +7 (926) 216-77-96  
SPIN-код: 9895-9703  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8173-2059>

**Lyudmila V. Miloserdova\*** — Cand. Sci. (Geol.-Mineral.), docent, National University of Oil and Gas “Gubkin University”. 65, bld. 1, Leninsky Ave., Moscow 119991, Russia  
tel.: +7 (499) 507-84-32; +7 (926) 216-77-96  
e-mail: [miloserdova.l@gubkin.ru](mailto:miloserdova.l@gubkin.ru)  
SPIN-code: 9895-9703  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8173-2059>

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author