

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Поступила в редакцию 23.04.2025 г.

Принята к публикации 24.06.2025 г.

EDN: TXOOPK

УДК 552.578.061.32:553.98.044(662.6)

**Махаман Абасс А.К., Милосердова Л.В., Курушина А.С., Гончарук Д.А.**

Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина), Москва, Россия, [kadergama17@gmail.com](mailto:kadergama17@gmail.com), [miloserdova.l@gubkin.ru](mailto:miloserdova.l@gubkin.ru), [kurushina.a@gubkin.ru](mailto:kurushina.a@gubkin.ru), [dasha\\_goncharuk@icloud.com](mailto:dasha_goncharuk@icloud.com)

## УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ГЕНЕРАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ФОРМАЦИЙ ЙОГУ И СОКОР БАСЕЙНА ТЕРМИТ (РАЙОН БИЛМА, ВОСТОЧНЫЙ НИГЕР)

*В настоящее время одним из актуальных вопросов является изучение и установление нефтегазоносности на африканском континенте, обладающим высоким потенциалом, но вместе с тем остающимся одним из самых недоизученных. Описаны основные черты геологического строения бассейна Термит, расположенного на территории восточного Нигера, а также результаты исследований нефтематеринских пород формаций Йогу и Сокор-1, являющихся элементами меловой и палеогеновой углеводородных систем. Установлено, что изученные образцы аргиллитов - нефтематеринские породы, находящимися на высоких стадиях катагенетического преобразования, из которых эмигрировало значительное количество углеводородов.*

**Ключевые слова:** нефтематеринская порода, углеводородная система, формация Йогу, формация Сокор, нефтегазоносность, бассейн Термит, Восточный Нигер.

---

**Для цитирования:** Махаман Абасс А.К., Милосердова Л.В., Курушина А.С., Гончарук Д.А. Углеводородный генерационный потенциал формаций Йогу и Сокор бассейна Термит (район Билма, восточный Нигер) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2025. - Т.20. - №2. - [https://www.ngtp.ru/rub/2025/24\\_2025.html](https://www.ngtp.ru/rub/2025/24_2025.html) EDN: TXOOPK

---

### Введение

Бассейн Термит расположен в восточной части Нигера. Представляет собой асимметричную протяженную грабенообразную структуру (рис. 1).

Бассейн является одним из крупнейших рифтов, принадлежащих к Западно-Африканской и Центрально-Африканской рифтовым системам [Genick, 1993; Guiraud et al., 1987; Liu et al., 2012b]. Активный рифтогенез отмечен в раннем мелу и палеогене [Genick, 1993; Liu et al., 2012a]. Во время фазы пострифтового погружения территории происходило осадконакопление верхнемеловых отложений формаций Донга и Йогу [Liu et al., 2011].

В бассейнах Западно- и Центрально-Африканской рифтовых систем осадочный чехол представлен породами нижнемелового, верхнемелового, палеогенового и неогенового возрастов (рис. 2).

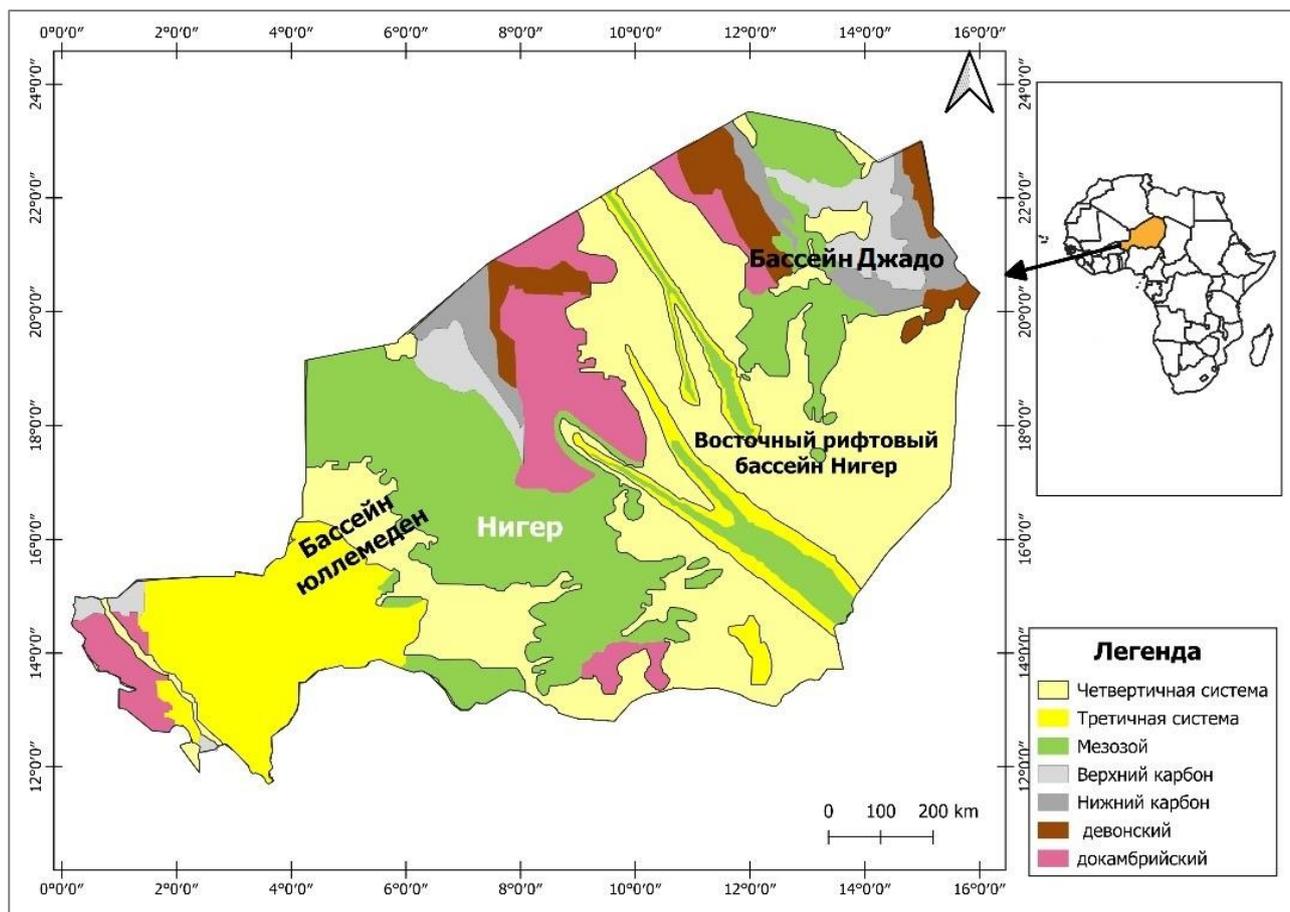


Рис. 1. Карта осадочных бассейнов Нигера ([Harouna, Philp, 2012] с изменениями)

### Нефтегазоносность бассейна Термит

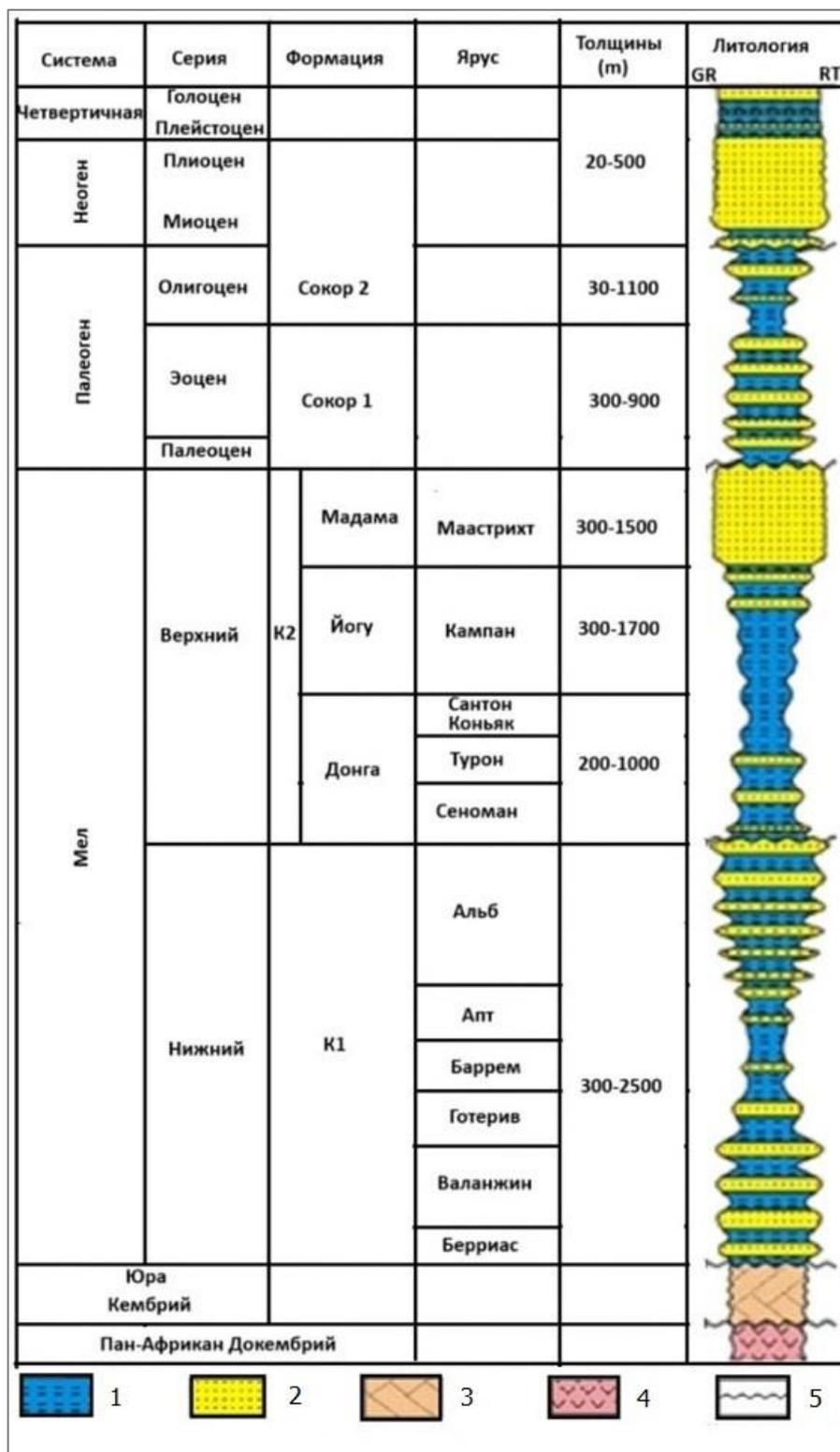
В осадочном чехле выявлены углеводородные системы: апт-альбская, кампан-эоценовая (Йогу - Сокор-1) и эоцен-олигоценная (Сокор-1 - Сокор-2) [Guiraud et al., 1987].

Нижнемеловые нефтяные системы присутствуют в бассейнах Муглад, Доба, Досео и в прогибе Бенуэ, характеризуются наличием нефтематеринских свит нижнемелового возраста.

В бассейне Термит выделены верхнемеловые и палеогеновые углеводородные системы: Йогу - Сокор-1, Сокор-1 - Сокор-2 [Guiraud et al., 1987; Liu et al., 2015].

Около 90% запасов нефти бассейна генетически связаны с углеводородной системой Йогу – Сокор-1. Несмотря на разработку ряда месторождений и недавние новые открытия в регионе, бассейн Термит остается малоизученным [Liu et al., 2012a].

Предметом настоящего исследования являются аргиллиты формаций Йогу и Сокор-1 с целью установления их генерационного потенциала и зрелости органического вещества при помощи пиролитических исследований.



**Рис. 2. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза [Genik, 1993]**

*1 - глина/аргиллит; 2 - песчаник; 3 - эпиметаморфическая порода; 4 - фундамент; 5 - несогласие.*

Развитие бассейна Термит началось во время фрагментации Гондваны и открытия Южной Атлантики около 130 млн. лет назад [Faure, 1966; Burke, 1976; Burke, Dessauvage, Whiteman, 1972; Olade, 1975]. Бассейн Термит ограничен разломами северо-западно-юго-восточного направления (рис. 3).

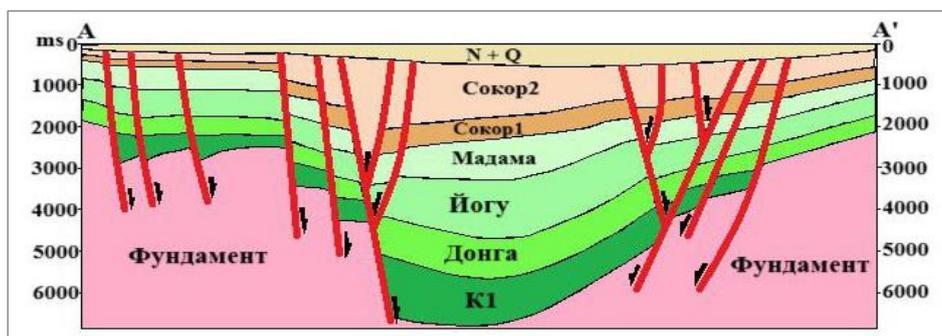


Рис. 3. Сейсмогеологический разрез через бассейн реки Нигер ([Liu et al., 2015] с изменениями)

Согласно геолого-геофизическим данным, осадочный чехол сложен породами морского генезиса от верхнемелового до неогенового возрастов.

Осадочный чехол сформирован из пород морского генезиса, преимущественно глин, аргиллитов и песчаников, мощность которых может достигать в центральной части 7 км [Guiraud et al., 1987; Genik, 1992].

Бассейн Термит имеет благоприятные условия для нефтегенерации. С момента своего образования и до настоящего времени прошли две фазы рифтинга соответственно: одна в позднем мелу, сопровождавшаяся морской трансгрессией, и другая - в палеогеновое время [Fairhead et al., 2013; Liu et al., 2012a].

### Результаты исследований

Одним из основных элементов углеводородных систем являются нефтематеринские породы. Изучены образцы аргиллитов, отобранные из четырех скважин, для оценки генерационного потенциала пород формаций Йогу и Сокоп-1.

Исследования выполнены по методике анализа органического вещества пород методом Пиро-ГХ/МСД на базе комплекса приборов, состоящих из пиролитической ячейки EGA/PY-3030D (Frontier, Япония) и хроматографа Agilent 7890B (AgilentTechnologies, США) с масс-спектрометрическим детектором Agilent 5977B (AgilentTechnologies, США).

Проведенные пиролитические анализы являются аналогом метода Rock-Eval в режиме BulkRock, в результате получены следующие параметры: S1 – свободные углеводороды, мг УВ/г породы; S2 – остаточный генерационный потенциал породы, мг УВ/г породы; Tmax – температура максимального выхода углеводородов в пике S2, C°, PI – индекс продуктивности.

Значения параметров S1, S2, Tmax, PI по изученным образцам приведены в табл. 1.

Из проведенного исследования следует, что все образцы можно отнести к нефтематеринским, обладающим очень хорошим генерационным потенциалом, так как значения S2 всех образцов составляют более 10 мг УВ/г породы (табл. 2).

Таблица 1

## Результаты пиролитических исследований образцов по параметрам S1, S2, Tmax, PI

Название образца	Формация	Скважина	S <sub>1</sub> , мг УВ/г породы	S <sub>2</sub> , мг УВ/г породы	T <sub>max</sub> , С°	PI
Д	Сокоп-1	Т Е-1	0,387	12,34	503	0,030408
Е	Йогу	Т S-1	0,436	14,23	503	0,029729
Ф	Сокоп-1	TG-1	0,613	15,76	486	0,03744
К	Йогу	TS-1	0,399	13,58	496	0,028543
Г	Йогу	TS-1	0,375	12,34	516	0,029493
Х	Сокоп-1	Т С-1	0,482	14,85	511	0,031374

Таблица 2

## Зависимость генерационного потенциала породы от показателей S1 и S2

[Peters, 1986; Peters, Cassa, 1994]

Генерационный потенциал породы	S <sub>1</sub> , мг УВ/г породы	S <sub>2</sub> , мг УВ/г породы
Бедные	< 0,5	< 2,5
Удовлетворительные	0,5-1,0	2,5-5
Хорошие	1,0-2	5-10
Очень хорошие	2-4	10-20
Отличные	> 4	> 20

Невысокие значения S1 связаны, скорее всего, с уже достаточно высокой стадией зрелости, что следует из высоких значений Tmax (см. табл. 1). Это отражено на построенной диаграмме соотношения Tmax и PI (рис. 4), где видно, что все изучаемые образцы на сегодняшний момент расположены в зоне генерации газовых углеводородов. Следовательно, низкие значения пика S1 преимущественно связаны с прошедшими процессами первичной миграции углеводородов.



Рис. 4. Диаграмма соотношения Tmax и PI (составлено МахаманАбасс Абдель Кадер, 2025 г.)

Так как образцы имеют высокую зрелость органического вещества, то можно предположить, что нефтематеринские толщи сгенерировали значительное количество углеводородов, которые к сегодняшнему моменту эмигрировали и могли заполнить существующие ловушки в изучаемом регионе. Полученные результаты указывают на высокую перспективность нефтегазоносности в бассейне Термит.

### Заключение

Таким образом, показано геологическое строение осадочного бассейна Термит, расположенного на территории восточного Нигера, а также связанные с ним перспективы нефтегазоносности, так как в осадочном разрезе бассейна имеются необходимые элементы углеводородных систем. Образцы горных пород нефтематеринских толщ изучены с помощью анализа органического вещества пород методом Пиро-ГХ/МСД на базе комплекса приборов, состоящих из пиролитической ячейки и хроматографа с масс-спектрометрическим детектором. Установлено, что все образцы являются нефтематеринскими с очень хорошим генерационным потенциалом, которые претерпели значительные катагенетические преобразования и, следовательно, реализовали часть своего генерационного потенциала. Все проведенные исследования указывают на высокий потенциал нефтегазоносности изучаемой территории и повышают перспективы открытия новых залежей углеводородов при проведении дальнейших геологоразведочных работ.

### Литература

*Burke K.C.* The Chad Basin: an active intracontinental basin // *Tectonophysics*. - 1976. - Vol. 36. - P. 197-206. DOI: [10.1016/0040-1951\(76\)90016-0](https://doi.org/10.1016/0040-1951(76)90016-0)

*Burke K.C., Dessaugie T.F.J., Whiteman A.J.* Geological history of the Benue valley and adjacent areas. In *African Geology*. Ibadan: Ibadan University Press. - 1972. - P. 187-205.

*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. DOI: [10.1016/j.tecto.2013.03.021](https://doi.org/10.1016/j.tecto.2013.03.021)

*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.

*Genik G.J.* Petroleum geology of Cretaceous-Tertiary rift basins in Niger, Chad, and Central African Republic // *AAPG Bulletin*. - 1993. - Vol. 77. - P. 1405-1434. DOI: [10.1306/BDF8EAC-1718-11D7-8645000102C1865D](https://doi.org/10.1306/BDF8EAC-1718-11D7-8645000102C1865D)

*Genik G.J.* Regional framework, structural and petroleum aspects of rift basins in Niger, Chad

and the Central African Republic (C.A.R.). In: P.A. Ziegler (Editor), Geodynamics of Rifting, Volume II. Case History Studies on Rifts: North and South America and Africa // Tectonophysics. - 1992. - 213. - P. 169-185. DOI: [10.1016/B978-0-444-89912-5.50036-3](https://doi.org/10.1016/B978-0-444-89912-5.50036-3)

*Guiraud R., Bellion Y., Benkhelil J., Moreau C.* Post-Hercynian tectonics in Northern and Western Africa // Geological Journal. - 1987. - Vol. 22. - P. 433-466. DOI: [10.1002/gj.3350220628](https://doi.org/10.1002/gj.3350220628)

*Harouna M., Philp R.P.* Potential petroleum source rocks in the Termit Basin, Niger // Journal of Petroleum Geology. - 2012. - Vol. 35. - No. 2. - P. 165-186. DOI: [10.1111/j.1747-5457.2012.00524.x](https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2012.00524.x)

*Liu B., Pan J., Wan L., Mao F., Liu J., Lu M., Wang Y., Chen Z., Jiang H.* Polyphase rift evolution of the Termit Basin, Eastern Niger: constraints from structural and sedimentary records // Geoscience. - 2012a. - Vol. 26 (2). - P. 319-325.

*Liu B., Pan X.H., Wan L.K., Mao F.J., Liu J.G., Cheng D.S.* Marine transgression of the Eastern Niger basin in the Late Cretaceous: paleontological and geochemical evidence // Geoscience. - 2011. - Vol. 25(5). - P. 995-1006.

*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 controlling factors of the Paleogene hydrocarbon accumulation in Termit Basin, eastern Niger // Acta Petrolei Sinica. - 2012b. - Vol. 33. - No. 3. - P. 394-403. DOI: [10.7623/syxb201203008](https://doi.org/10.7623/syxb201203008)

*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 // Journal of Petroleum Geology. - 2015. - Vol. 38. - P. 157-175. DOI: [10.1111/jpg.12604](https://doi.org/10.1111/jpg.12604)

*Olade M.A.* Evolution of Nigeria's trough in Nigeria's Benue trough (aulacogen): a tectonic model // Geological Magazine. - 1975. - Vol. 112. - P. 575-583. DOI: [10.1017/S001675680003898X](https://doi.org/10.1017/S001675680003898X)

*Peters K.E.* Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis // AAPG Bulletin. - 1986. - Vol. 70. - No. 3. - P. 318-329. DOI: [10.1306/94885688-1704-11D7-8645000102C1865D](https://doi.org/10.1306/94885688-1704-11D7-8645000102C1865D)

*Peters K.E., Cassa M.R.* Applied source rock geochemistry. In: L.B. Magoon, W.G. Dow eds. The petroleum system-from source to trap // AAPG Memoir 60. - 1994. - P. 93-120. DOI: [10.1306/M60585C5](https://doi.org/10.1306/M60585C5)

*This is an open access article under the CC BY 4.0 license*

Received 23.04.2025

Published 24.06.2025

**Makhaman Abass A.K., Miloserdova L.V., Kurushina A.S., Goncharuk D.A.**

Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russia,  
kadergama17@gmail.com, miloserdova.l@gubkin.ru, kurushina.a@gubkin.ru,  
dasha\_goncharuk@icloud.com

## **PETROLEUM GENERATION POTENTIAL OF THE YOGU AND SOCOR FORMATIONS OF THE TERMITE BASIN (BILMA AREA, EASTERN NIGER)**

*At present, one of the pressing issues is the study and establishment of oil and gas potential on the African continent, which has a high potential, but at the same time remains one of the most understudied. The article describes the main features of the geological structure of the Termite Basin, located in Eastern Niger (Bilma area), as well as the results of studies of the oil source rocks of the Yogu and Socor-I Formations, which are elements of the Cretaceous and Paleogene hydrocarbon systems. It was established that the studied argillite samples are oil source rocks at high stages of catagenetic transformation, from which a significant number of hydrocarbons emigrated.*

**Keywords:** oil source rock, hydrocarbon system, Yogu Formation, Socor Formation, oil and gas potential, Termite basin, Eastern Niger.

---

**For citation:** Makhaman Abass A.K., Miloserdova L.V., Kurushina A.S., Goncharuk D.A. Uglevodorodnyy generatsionnyy potentsial formatsiy Yogu i Sokor basseyna Termit (rayon Bilma, vostochnyy Niger) [Petroleum generation potential of the Yogu and Socor formations of the Termite basin (Bilma area, Eastern Niger)]. *Neftgazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2025, vol. 20, no. 2, available at: [https://www.ngtp.ru/rub/2025/24\\_2025.html](https://www.ngtp.ru/rub/2025/24_2025.html) EDN: TXOOPK

---

### **References**

Burke K.C. The Chad Basin: an active intracontinental basin. *Tectonophysics*, 1976, vol. 36, pp. 197-206. DOI: [10.1016/0040-1951\(76\)90016-0](https://doi.org/10.1016/0040-1951(76)90016-0)

Burke K.C., Dessauvagie T.F.J., Whiteman A.J. Geological history of the Benue valley and adjacent areas. In: *African Geology*. Ibadan: Ibadan University Press., 1972, pp. 187-205.

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, pp. 118-127. DOI: [10.1016/j.tecto.2013.03.021](https://doi.org/10.1016/j.tecto.2013.03.021)

Faure H. Geologic exploration of the post-Paleozoic sedimentary formations of Eastern Niger. *Mém. Bureau of Geological and Mining Research*, 1966, no. 47, pp. 629-630.

Genik G.J. Petroleum geology of Cretaceous-Tertiary rift basins in Niger, Chad, and Central African Republic. *AAPG Bulletin*, 1993, vol. 77, pp. 1405-1434. DOI: [10.1306/BDF8EAC-1718-11D7-8645000102C1865D](https://doi.org/10.1306/BDF8EAC-1718-11D7-8645000102C1865D)

Genik G.J. Regional framework, structural and petroleum aspects of rift basins in Niger, Chad and the Central African Republic (C.A.R.). In: P.A. Ziegler (Editor), *Geodynamics of Rifting, Volume II. Case History Studies on Rifts: North and South America and Africa*. *Tectonophysics*, 1992, 213, pp. 169-185. DOI: [10.1016/B978-0-444-89912-5.50036-3](https://doi.org/10.1016/B978-0-444-89912-5.50036-3)

Guiraud R., Bellion Y., Benkhelil J., Moreau C. Post-Hercynian tectonics in Northern and Western Africa. *Geological Journal*, 1987, vol. 22, pp. 433-466. DOI: [10.1002/gj.3350220628](https://doi.org/10.1002/gj.3350220628)

Harouna M., Philp R.P. Potential petroleum source rocks in the Termite Basin, Niger. *Journal of Petroleum Geology*, 2012, vol. 35, no. 2, pp. 165-186. DOI: [10.1111/j.1747-5457.2012.00524.x](https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2012.00524.x)

Liu B., Pan J., Wan L., Mao F., Liu J., Lu M., Wang Y., Chen Z., Jiang H. Polyphase rift evolution of the Termit Basin, Eastern Niger: constraints from structural and sedimentary records. *Geoscience*, 2012a, vol. 26 (2), pp. 319-325.

Liu B., Pan X.H., Wan L.K., Mao F.J., Liu J.G., Cheng D.S. Marine transgression of the Eastern Niger basin in the Late Cretaceous: paleontological and geochemical evidence. *Geoscience*, 2011, vol. 25(5), pp. 995-1006.

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 controlling factors of the Paleogene hydrocarbon accumulation in Termit Basin, eastern Niger. *Acta Petrolei Sinica*, 2012b, vol. 33, no. 3, pp. 394-403. DOI: [10.7623/syxb201203008](https://doi.org/10.7623/syxb201203008)

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. *Journal of Petroleum Geology*, 2015, vol. 38, pp. 157-175. DOI: [10.1111/jpg.12604](https://doi.org/10.1111/jpg.12604)

Olade M.A. Evolution of Nigeria's trough in Nigeria's Benue trough (aulacogen): a tectonic model. *Geological Magazine*, 1975, vol. 112, pp. 575-583. DOI: [10.1017/S001675680003898X](https://doi.org/10.1017/S001675680003898X)

Peters K.E. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *AAPG Bulletin*, 1986, vol. 70, no. 3, pp. 318-329. DOI: [10.1306/94885688-1704-11D7-8645000102C1865D](https://doi.org/10.1306/94885688-1704-11D7-8645000102C1865D)

Peters K.E., Cassa M.R. Applied source rock geochemistry. In: L.B. Magoon and W.G. Dow eds. The petroleum system-from source to trap. *AAPG Memoir 60*, 1994, pp. 93-120. DOI: [10.1306/M60585C5](https://doi.org/10.1306/M60585C5)