

DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-2-9-20  
УДК 553.982

**Атсе Яо Доминик Бернабэ, Д.Ю. Чудинова, Н.В. Шабрин, Ю.А. Котенев**  
(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа,  
Российская Федерация)

## ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛА МЕЛОВЫХ НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИХ ПОРОД ГВИНЕЙСКОГО ЗАЛИВА НА ПРИМЕРЕ БАСЕЙНА КОТ-Д'ИВУАР

**Atse Yao Dominique Bernabe, Darya Yu. Chudinova, Nikita V. Shabrin, Yuriy A. Kotenev** (Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation)

### CAPACITY ASSESSMENT OF CRETACEOUS OIL AND GAS PARENT ROCKS OF THE GUINEA GULF ON COTE D'IVOIRE BASIN EXAMPLE

#### **Введение**

Осадочный бассейн Кот-д'Ивуар является типичным трансформным бассейном пассивной континентальной окраины. Он возник в результате раскрытия южной части Атлантического океана. Образование и заполнение бассейна произошло 106 миллионов лет назад в нижнемеловом периоде в результате рифтовых процессов. Открытия крупных месторождений в части бассейна, находящейся на территории республики Ганы, дали понять, что бассейн имеет больший потенциал, чем мы представляли. Все это подтолкнуло нас заново оценить потенциал данного бассейна и искать новые направления проведения поисково-разведочных работ. В связи с этим работы, направленные на оценку потенциала нефтегазоматеринских пород, весьма актуальны.

#### **Цели и задачи**

Целью исследования является оценка потенциала меловых нефтегазоматеринских пород бассейна Кот-Д'ивуар на основе результатов геохимических исследований, анализа отражательной способности витринита и индексов тепловых изменений.

#### **Background**

The Cote d'Ivoire sedimentary basin is a typical transform basin of the passive continental margin. It arose from the discovery of the southern part of the Atlantic Ocean. The formation and filling of the basin occurred 106 million years ago in the Lower Cretaceous as rift processes result. The discoveries of large deposits in basin part located in Republic of Ghana territory made it clear that the basin has more potential than we imagined. All this prompted us to re-evaluate this basin capacity and look for new areas of exploration. In this regard, work aimed at capacity assessing of oil and gas parent rocks is highly relevant.

#### **Aims and Objectives**

The aim of the study is capacity assessment of cretaceous oil and gas parent rocks of the Cote D'Ivoire basin based on the geochemical research, analysis of the vitrinite reflectivity and thermal change indices.

### Результаты

Показано, что общий органический углерод меловых отложений варьируется от низкого до очень высокого содержания.

На основании распределения и содержания органического вещества доказано, что существуют благоприятные условия зарождения и сохранения органического материала в бассейне.

Доказано, что органическое вещество имеет разное происхождение и варьируется от континентального до морского происхождения.

Установлено, что породы находятся на разных стадиях зрелости: от незрелой до полной.

### Results

It is shown that total organic carbon of cretaceous sediments varies from low to very high content.

Based on the distribution and content of organic matter, it has been proved that there are favorable conditions for the origin and organic material preservation in the basin.

It is proved that organic matter has a different origin and varies from continental to marine origin.

It has been established that the rocks are at different stages of maturity: from immature to full.

---

---

**Ключевые слова:** общий органический углерод; нефтегазоматеринские породы; водородный индекс; кероген; отражательная способность витринита; углеводородный потенциал; индекс тепловых изменений

**Key words:** total organic carbon; oil and gas parent rocks; hydrogen index; kerogen; vitrinite reflectivity; hydrocarbon potential; thermal change index

### *Краткая информация об осадочном бассейне Кот-д'Ивуар*

Осадочный бассейн Кот-д'Ивуар является типичным трансформным бассейном пассивной континентальной окраины. Он возник в результате раскрытия южной части Атлантического океана. Образование и заполнение бассейна произошло 106 миллионов лет тому назад в нижнемеловом периоде в результате рифтовых процессов. Три региональных несогласия зафиксированы в бассейне в период, позднее альбского, сенонского и олигоценового времени. Альбские отложения в основном сложены песчано-глинистыми породами, сенонские отложения - глинистыми и карбонатными породами, а постсенонские отложения - толстыми глинистыми породами с песчаными отложениями каналов.

Благодаря многочисленным открытиям в различных бассейнах Гвинейского залива

известны возрасты перспективных резервуаров и нефтематеринских пород.

Открытия крупных месторождений в части бассейна, находящейся на территории Республики Гана, дали понять, что бассейн имеет больший потенциал, чем мы представляли. Все это подтолкнуло нас заново оценить потенциал данного бассейна и искать новые направления проведения поисково-разведочных работ. В связи с этим работы, направленные на оценку потенциала нефтегазоматеринских пород, весьма актуальны [1-3].

### *Методология*

Для переоценки и полного изучения бассейна исследования проводились во многих скважинах с таким расчетом, чтобы пробы были сделаны во всех геологических горизонтах и стратиграфических подразделениях (рисунок 1).

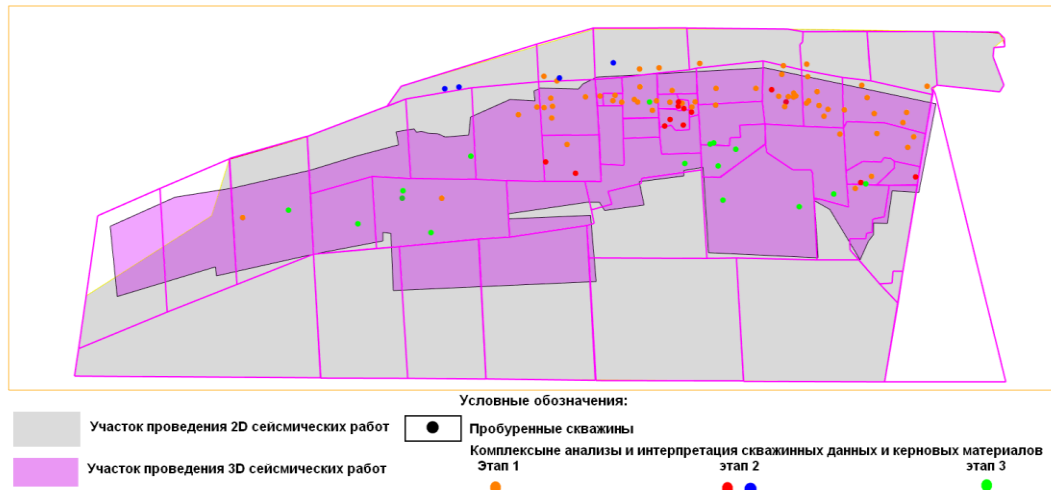


Рисунок 1. Геолого-геофизическая изученность Бассейна Кот-д'Ивуар (Я.Д.Б. Атсе, 2018 г.)

В установке Rock-eval образцы нагревались до температуры свыше 100 °С, затем дробились, измельчались в мелкие фракции и анализировались методом пиролиза на содержание органического вещества, а также на определение потенциала генерации углеводородов (УВ) и степени зрелости органического материала и его типа. Индексы  $S_1$ ,  $S_2$  и  $S_3$  получены в результате исследования. При температуре 300 °С в течение 4 мин после освобождения свободных углеводородов получаем пик  $S_1$ . В результате образования  $CO_2$  из крекинга керогена при температуре 300-390 °С получаем пик  $S_3$ . В процессе крекинга керогена при увеличении температуры до 600 °С получаем пик  $S_2$ . Температура максимальной скорости выделения углеводородов при пиролизе используется для определения пиролитического параметра зрелости  $T_{\text{макс}}$ .

Отражательная способность витринита определяется по формуле:

$$R_o (\%) = (0.018T_{\text{макс}}) - 7.16. \quad (1)$$

*Оценка органического и углеводородного потенциала*

Нефтегазоматеринские породы сложены карбонатными породами и чёрными слан-

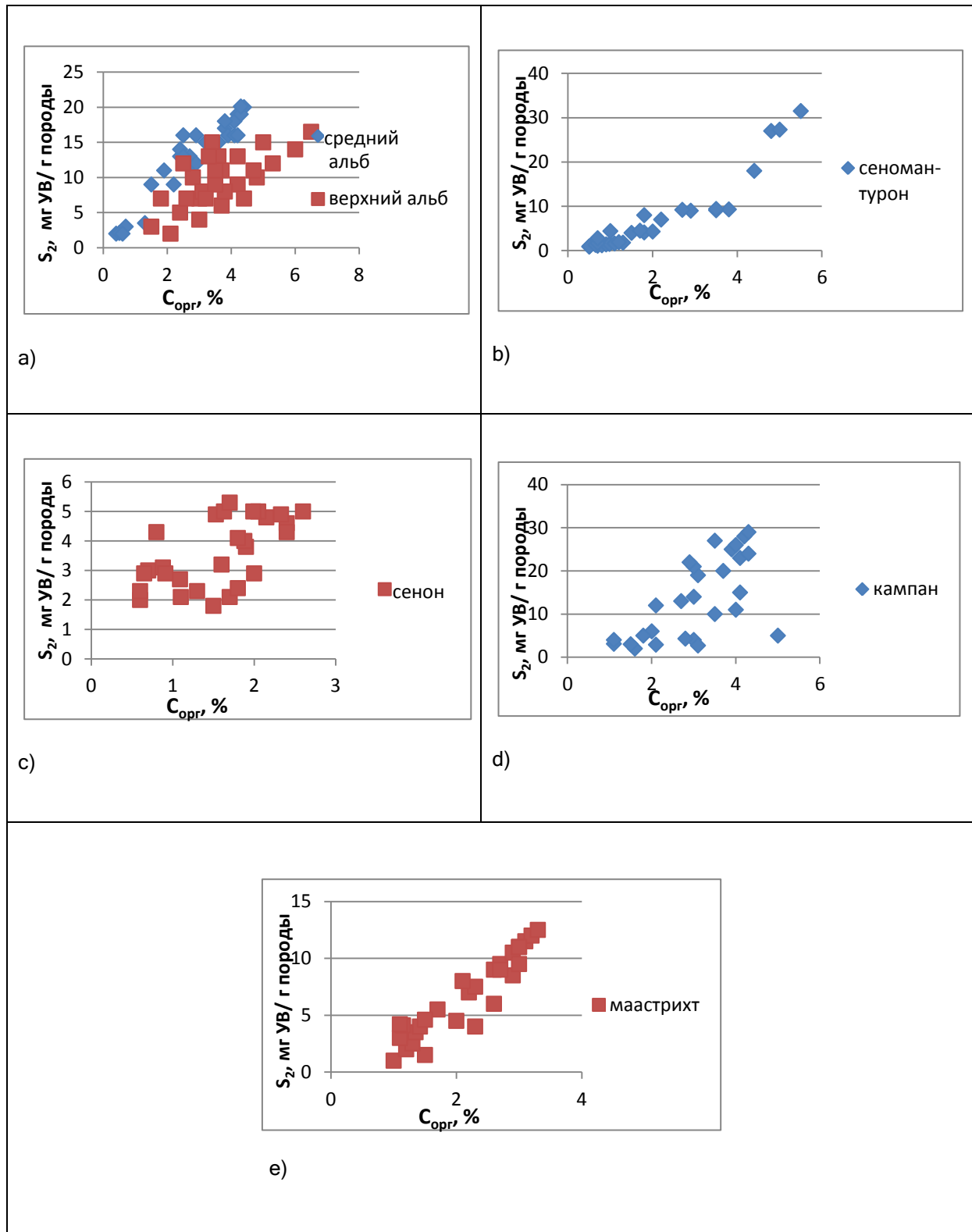
цами. По данным таблицы 1 оцениваем органический и углеводородный потенциал нефтегазоматеринских пород.

Таблица 1. Рекомендации по интерпретации количества и степени зрелости нефтегазоматеринских пород [4, 5]

Количество	$C_{\text{орг}}$ , %	$S_2$ , мг УВ/г породы
бедное	< 0,5	< 2,5
удовлетворительное	0,5-1	2,5-5
хорошее	1-2	5-10
отличное	2-4	10-20
сверхотличное	> 4	> 20

Отношение углеводородного потенциала к общему органическому углероду отображено на рисунке 2.

Содержание общего органического углерода в альбских, сеноман-туронских и капанских горизонтах варьируется от бедного до сверхотличного.



**Рисунок 2.** Отношение углеводородного потенциала к общему органическому углероду для следующих пород: альбских (а), сеноманских-туронских (б), сенонских (с), кампанских (д) и маастрихтских пород углерода в альбских, сеноман-туронских и кампанских горизонтах (е)

Углеводородный потенциал, в свою очередь, варьируется от бедного до отличного для альбских пород и сверхотличного для сеноман-туронских и кампанских пород. Общий органический углерод в сенонских горизонтах варьируется от бедного до сверхотличного, а углеводородный потенциал - от бедного до отличного. Показатель маастрихтских пород варьируется от бедного до отличного.

*Оценка среднего водородного индекса*

По данным таблицы 2 оцениваем, какой тип УВ мог генерироваться в данных условиях, к какому типу керогена относится органический материал на основе водородного индекса.

**Таблица 2:** Рекомендации по интерпретации водородного индекса [4, 5]

Количество	HI, мг УВ/г C <sub>орг</sub>	Тип керогена
отсутствие	< 50	IV
газ	50 - 200	III
газ и нефть	200 - 300	II/III
нефть	300 - 600	II
нефть	> 600	I

Средний водородный индекс HI определяем с помощью формулы:

$$HI = (S_2 / C_{орг}) \cdot 100. \quad (2)$$

Водородный индекс используется для измерения степени поглощения углеводов горными породами.

Средний водородный индекс в средних альбских горизонтах составляет 467 мг УВ/г C<sub>орг</sub>. Это показывает, что кероген материнских пород находится в зоне генерации нефти и имеет морское происхождение (II типа). В верхних горизонтах средний водородный индекс составляет 264 мг УВ/г C<sub>орг</sub>. Это показывает, что кероген материнских пород находится в зоне генерации газа и нефти и имеет смешанное происхождение (II и III типа).

Средний водородный индекс в сеноман-туронских горизонтах составляет 284 мг УВ/г C<sub>орг</sub>. Это показывает, что кероген материнских пород состоит из смешанного типа (II/III) и предназначен для генерации нефти и газа. Необходимо отметить, что некоторые фракции данного органического материала образовались в континентальной и в морской обстановке. Средний водородный индекс в сенонских горизонтах составляет 257 мг УВ/г C<sub>орг</sub> и показывает, что кероген материнских пород состоит из смешанного типа (II/III), предназначен для генерации нефти и газа. Средний водородный индекс в кампанских горизонтах составляет 419 мг УВ/г C<sub>орг</sub>. Это показывает, что кероген материнских пород состоит из керогена II типа. Керогены морского происхождения преобладают, но необходимо помнить, что керогены континентального происхождения присутствуют также в этих горизонтах, то есть предназначены для генерации не только жидких углеводородов, но также газообразных. Средний водородный индекс в маастрихтских горизонтах составляет 294 мг УВ/г C<sub>орг</sub>. Это показывает, что кероген материнских пород состоит из смешанного типа (II/III), предназначен для генерации нефти и газа.

*Оценка типа органического вещества*

Зависимость HI от T<sub>макс</sub> используется, чтобы избежать влияния кислородного индекса в процессе определения типа керогенов. По данным таблиц 2 и 3 оцениваем, какой тип УВ мог генерироваться, к какому типу керогена и к какой степени зрелости относится органический материал.

**Таблица 3.** Оценка степени зрелости [4, 5]

Степень	R <sub>o</sub> , %	T <sub>макс</sub> , °C
незрелый	0,20-0,60	< 435
ранняя зрелость	0,60-0,65	435-445
пик зрелости	0,65-0,90	445-450
поздняя зрелость	0,90-1,35	450-470
после зрелости	> 1,35	> 470

Водородный индекс образцов среднего альфа находится в диапазоне от 250 до 648. Это означает, что они состоят преимущественно из керогена II типа, который предназначен для генерации нефти.  $T_{\text{макс}}$  в пределах 435-447 показывает, что образцы находятся на начальной стадии зрелости, некоторые из них уже достигли пика зрелости конденсата и газа и могут генерировать жидкие и газообразные углеводороды (рисунок 3, а).

Водородный индекс образцов сенонантуронских горизонтов можно разделить на 3 группы:

*1 группа* - в диапазоне от 50 до 200 мг УВ/г  $C_{\text{орг}}$ . Это означает, что они состоят преимущественно из керогена III типа, который предназначен для генерации газа;

*2 группа* - в пределах 200-300 мг УВ/г  $C_{\text{орг}}$ , что означает, что они состоят преимущественно из керогена II/III типа, предназначены для генерации нефти и газа;

*3 группа* - в пределах 200-300 мг УВ/г  $C_{\text{орг}}$ , что означает, что они состоят преимущественно из керогена II типа, предназначены для генерации нефти.

Что касается максимальной температуры, видим, что породы находятся на ранней стадии зрелости и только дошли до нефтяного окна (рисунок 3, б).

Водородный индекс образцов сенонанских горизонтов можно разделить также на 3 группы: от керогена III, II/III и II типов (рисунок 4, а). В этих горизонтах преобладают вещества, образовавшиеся в переходных и морских условиях. Они предназначены для генерации нефти и газа.

Сенонанские материнские породы, в общем, не зрелые или находятся в начальной стадии зрелости.

Нефтематеринские породы кампанского яруса по генезису разделяются на три группы по происхождению: континентальное, переходное или смешанное и морское.

Они в основном сложены сланцами, несмотря на то, что они имеют хорошие показатели, они являются незрелыми, но предна-

значены для генерации жидких и газообразных углеводородов (рисунок 4, б).

Маастрихтские породы образовались в континентальных, переходных и морских условиях.

Анализ водородного индекса подтверждает этот факт (рисунок 5). Породы сложены сланцами и имеют хорошие материнские свойства.

Однако анализ максимальной температуры показывает, что они незрелые, но предназначены для генерации жидких и газообразных углеводородов.

#### Оценка степени зрелости органического вещества

Степень зрелости определяется с помощью показателя отражения витринита ( $R_o$ ) (таблица 4).

Таблица 4. Оценка степени зрелости

Степень	$R_o$ , %	$T_{\text{макс}}$ , °C
незрелый	0,20-0,60	< 435
ранняя зрелость	0,60-0,65	435-445
пик зрелости	0,65-0,90	445-450
поздняя зрелость	0,90-1,35	450-470
после зрелости	> 1,35	> 470

Отражательная способность образцов среднего альфа варьируется в пределах 0,61-0,88 % и свидетельствует о том, что часть керогена находится на ранней стадии зрелости, а также на пике зрелости. Эти породы дошли до нефтяного окна и приближаются к пику зрелости формирования конденсата и газа [6].

Отражательная способность витринита в образцах верхнего альфа варьируется в пределах 0,50-0,77 % и свидетельствует о том, что часть керогена незрелая.

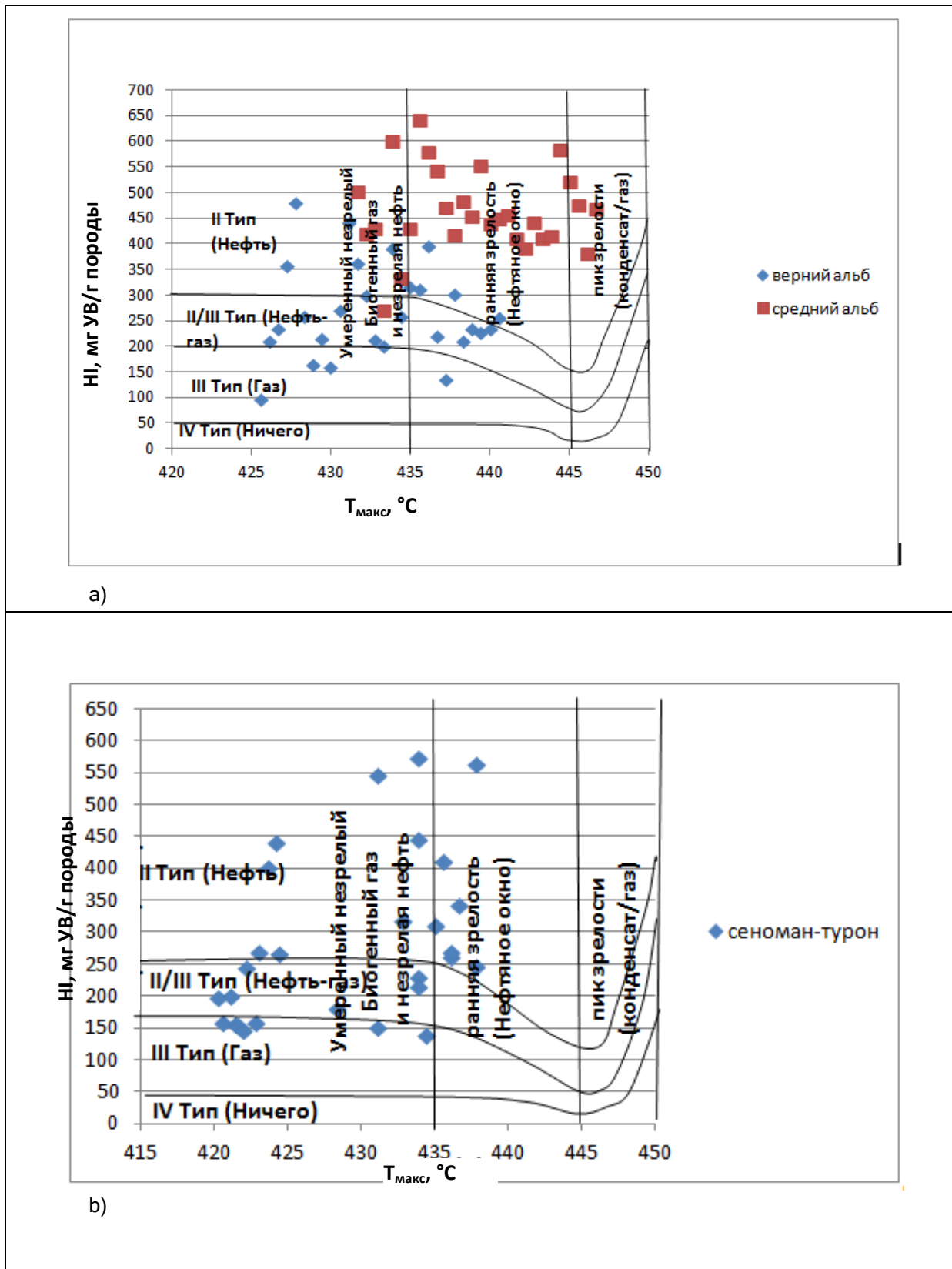


Рисунок 3. Зависимость водородного индекса от максимальной температуры для альбских (а) и сеноманских (б) пород

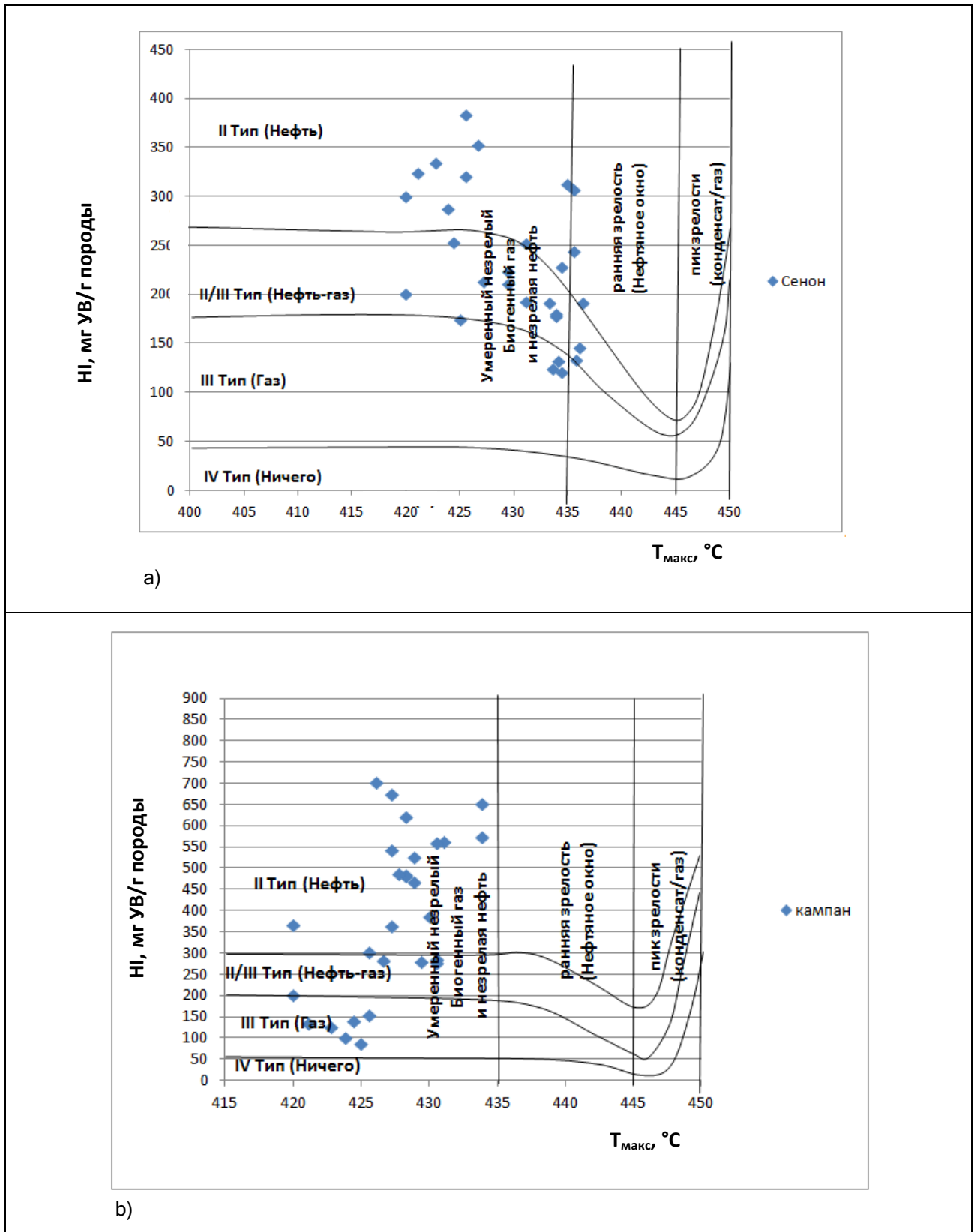


Рисунок 4. Зависимость водородного индекса от максимальной температуры для сенонских (а) и кампанских (б) пород



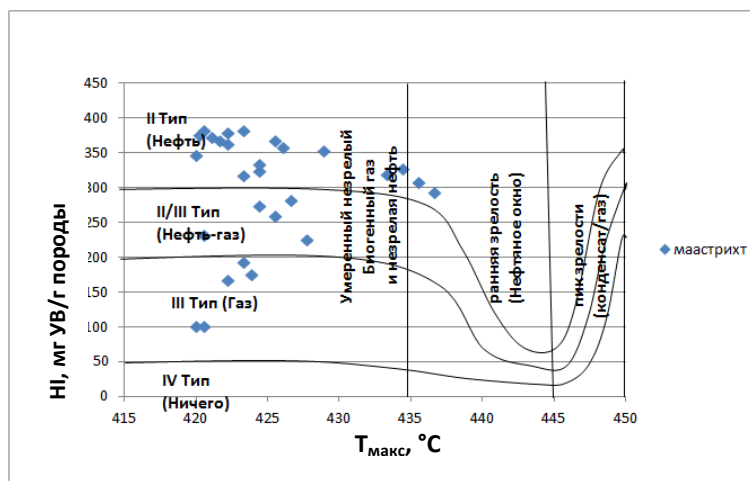


Рисунок 5. Зависимость водородного индекса от максимальной температуры для маастрихтских пород

Большая доля образцов незрелые, и лишь небольшая часть дошла до нефтяного окна.

Отражательная способность *витринита сеноман-туронских образцов* варьируется в пределах 0,55-0,65 % и свидетельствует о том, что часть керогена находится на ранней стадии зрелости. Эти породы дошли до нефтяного окна [6]. Отражательная способность *витринита сенонских образцов* варьируется в пределах 0,4-0,6 % с максимальной температурой ниже 435 °С, что свидетельствует о том, что часть керогена находится на ранней стадии зрелости. Эти породы дошли до нефтяного окна. Отражательная способность *витринита в кампанских образцах* варьируется в пределах 0,4-0,6 %, что свидетельствует о том, что кероген - незрелая порода. Отражательная способность *витринита в маастрихтских образцах* варьируется в пределах 0,4-0,62 %, что свидетельствует о том, что кероген - незрелая порода (рисунок 6).

*Оценка типа керогенов, органического и генерационного потенциала*

С помощью содержания органического вещества в породе можно определить ее потенциал. Количество органического вещества

характеризует наличие потенциала генерации углеводородов в тех или иных породах.

На основании графика распределения водородного индекса (HI) от общего органического углерода ( $C_{org}$ ) (рисунок 7) можем сделать вывод, что породы среднего альба имеют отличные и сверхотличные генерационные потенциалы. Такой кероген морского происхождения имеет сверхотличные показатели и входит в состав анализируемых пород.

Породы верхнего альба имеют смешанный состав. Однако этот факт полностью не ухудшает их показатели. Фракции керогенов, относящиеся к II и III типам, имеют отличные и прекрасные генерационные потенциалы. Чистые керогены II типа также имеют отличные и прекрасные генерационные потенциалы.

Породы сеноман-туронских горизонтов имеют отличные и сверхотличные генерационные потенциалы. Они имеют смешанный состав и образовались в континентальных и переходных морских условиях. Кероген этих пород соответствует II/III и III типам.

Сенонские породы имеют отличные генерационные потенциалы. Они имеют смешанный состав и образовались в континентальных и морских условиях. Кероген этих пород соответствует II и III типам.

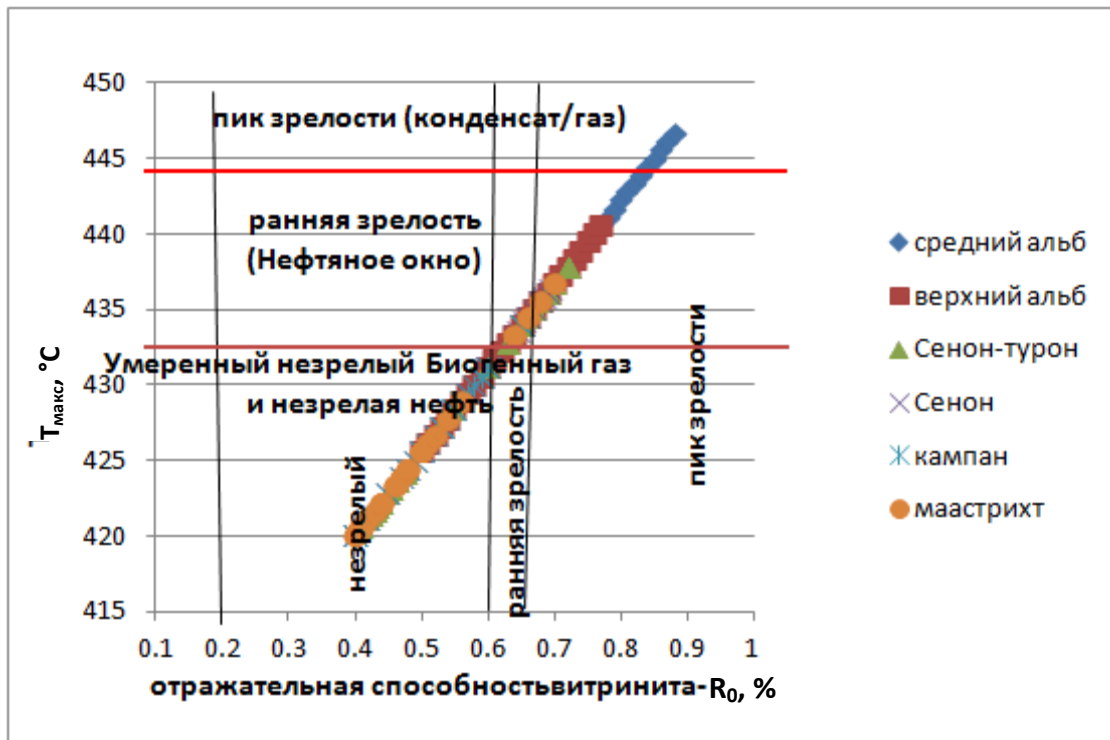


Рисунок 6. Зависимость отражательной способности витринита от максимальной температуры

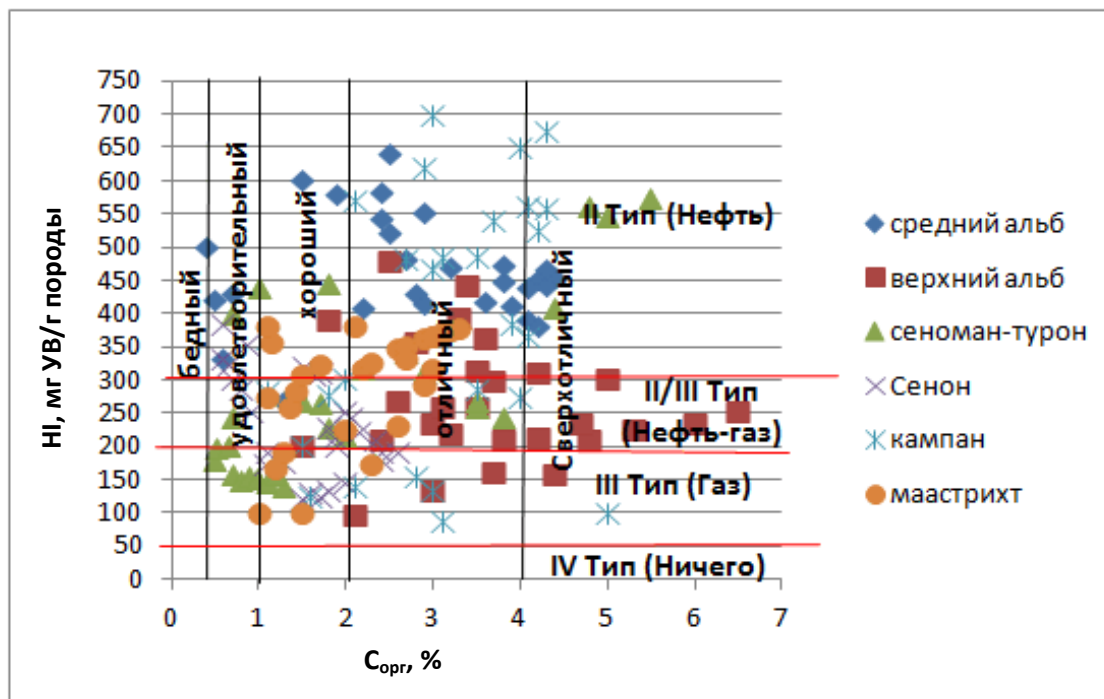


Рисунок 7. Зависимость водородного индекса (HI) от содержания органического вещества ( $C_{org}$ )

Кампанские породы имеют отличные генерационные потенциалы, а маастрихтские породы - отличные и сверхотличные потенциалы. Они имеют смешанный состав и по происхождению образовывались в континентальных и морских условиях. Кероген этих пород соответствует II и III типам.

### Выводы

В результате геохимических анализов было установлено, что существуют потенциальные нефтегазоматеринские породы в бассейне Кот-д'Ивуар: альбские, сеноманские, туронские и сенонские породы, достаточны зрелые для образования и генерации углеводородов. *Альбские породы* достаточно зрелые и могут генерировать жидкие, газообразные и конденсатные углеводороды. *Сеноман-*

*ские, туронские и сенонские породы* дошли до нефтяного окна и находятся на начальной стадии зрелости. *Кампанские и маастрихтские породы* имеют огромный потенциал, однако они не достигли глубины, соответствующей условиям генерации углеводородов. Они образовались в континентальной и морской обстановке и имеют смешанный состав углеводородов.

Вследствие проведенного анализа Rock-eval и анализа отражательной способности витринита было установлено, что  $C_{орг}$  в нефтегазоматеринских породах варьируется от низких до высоких показателей по всему бассейну. Исходя из этого, можно сделать вывод о наличии в бассейне Кот-д'Ивуар условий, способствующих генерации углеводородов.

### Список литературы

1. Атсе Я.Д.Б. Нефтегазоносность бассейна Кот-д'Ивуар и оценка потенциала материнских пород // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сб. науч. тр. Уфа, 2016. С. 128-136.
2. Атсе Я.Д.Б. Оценка потенциала нефтегазоматеринских пород бассейна Кот-д'Ивуар // III Международная молодежная научная конференция TATARSTAN UpExPro 2019. Казань, 2019. С. 117-118.
3. IHS Report, Basin Monitor: Republic of Cote d'Ivoire, Republic of Liberia, Republic of Ghana. 2011-202P.
4. *Société Nationale d' Opérations Pétrolière de Cote d'Ivoire (PETROCI)*. Cote d'Ivoire Petroleum Evaluation Concessions. 1993. 17 p.
5. Morrison J., Burgess C., Cornford C., N'Zalasse B. Hydrocarbon Systems of the Abidjan Margin, Cote d'Ivoire // *Offshore West Africa 2000, Conference and Exhibition, March 21-23, 2000*. Abidjan, Cote d'Ivoire, Penn Well Publishing, 2000.
6. McCarthy K., Rojas K., Niemann M., Palmowski D., Peters K., Stankiewicz A. Basic Petroleum Geochemistry for Source Rock Evaluation. Schlumberger Oil Field Review Summer, 2011. 12 p.
7. Brownfield M.E., Charpentier R.R. Geology and Total Petroleum Systems of the Gulf of Guinea Province of West Africa: U.S. Geological Survey Bulletin 2207 - C.S. Geological Survey Bulletin 2207-C. Reston, Virginia, 2006. 32 p.

### References

1. Atse Ya.D.B. Neftegazonosnost' basseina Kot-d'Ivuar i otsenka potentsiala materinskikh porod [Cote d'Ivoire Basin Oil and Gas Potential and Assessment of the Potential of Parent Rocks]. *Sbornik nauchnykh trudov «Neftegazovye tekhnologii i novye materialy. Problemy i resheniya»* [Collection of Scientific Works «Oil and Gas Technologies and New Materials. Problems and Solutions»]. Ufa, 2016, pp. 128-136. [in Russian].
2. Atse Ya.D.B. Otsenka potentsiala neftegazomaterinskikh porod basseina Kot-d'Ivuar [Assessment of the Potential of Oil and Gas Source Rocks of the Cote d'Ivoire Basin]. *III Mezhdunarodnaya molodezhnaya nauchnaya konferentsiya TATARSTAN UpExPro 2019* [III International Youth Scientific Conference TATARSTAN UpExPro 2019]. Kazan', 2019. pp. 117-118. [in Russian].
3. *IHS Report, Basin Monitor: Republic of Cote d'Ivoire, Republic of Liberia, Republic of Ghana. 2011-202P.*
4. *Société Nationale d' Opérations Pétrolière de Cote d'Ivoire (PETROCI)*. *Cote d'Ivoire Petroleum Evaluation Concessions*. 1993. 17 p.
5. Morrison J., Burgess C., Cornford C., N'Zalasse B. Hydrocarbon Systems of the Abidjan Margin, Cote d'Ivoire. *Offshore West Africa 2000, Conference and Exhibition, March 21-23, 2000*. Abidjan, Cote d'Ivoire, Penn Well Publishing, 2000.
6. McCarthy K., Rojas K., Niemann M., Palmowski D., Peters K., Stankiewicz A. *Basic Petroleum Geochemistry for Source Rock Evaluation. Schlumberger Oil Field Review Summer*, 2011. 12 p.

7. Brownfield M.E., Charpentier R.R. *Geology and Total Petroleum Systems of the Gulf of Guinea Province of West Africa: U.S. Geological Survey Bulletin 2207* - C.S. Geological Survey Bulletin 2207-C. Reston, Virginia, 2006. 32 p.

#### Авторы

• Атсе Яо Доминик Бернабэ  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
Аспирант кафедры «Геология и разведка  
нефтяных и газовых месторождений»  
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,  
ул. Космонавтов, 1  
e-mail: atsedominique@hotmail.com

• Чудинова Дарья Юрьевна  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
Старший преподаватель кафедры «Геология  
и разведка нефтяных и газовых месторождений»  
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,  
ул. Космонавтов, 1  
e-mail: miracle77@mail.ru

• Шабрин Никита Владиславович  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
Студент кафедры «Геология и разведка  
нефтяных и газовых месторождений»  
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,  
ул. Космонавтов, 1  
e-mail: nikita.shabrin@yandex.ru

• Котенев Юрий Алексеевич, доктор технических  
наук, профессор  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
Заведующий кафедрой «Геология и разведка  
нефтяных и газовых месторождений»  
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,  
ул. Космонавтов, 1  
e-mail: geokot@inbox.ru

#### The Authors

• Atse Yao Dominique Bernabe  
Ufa State Petroleum Technological University  
Post-graduate Student of Geology and Exploration  
of Oil and Gas Fields Department  
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,  
Russian Federation  
e-mail: atsedominique@hotmail.com

• Daria Yu. Chudinova  
Ufa State Petroleum Technological University  
Senior Lecturer of Geology and Exploration  
of Oil and Gas Fields Department  
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,  
Russian Federation  
e-mail: miracle77@mail.ru

• Nikita V. Shabrin  
Ufa State Petroleum Technological University  
graduate Student of Geology and Exploration  
of Oil and Gas Fields Department  
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,  
Russian Federation  
e-mail: nikita.shabrin@yandex.ru

• Yuriy A. Kotenev, Doctor of Engineering Sciences,  
Professor  
Ufa State Petroleum Technological University  
Head of Geology and Exploration of Oil and Gas  
Fields Department  
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,  
Russian Federation  
e-mail: geokot@inbox.ru