

DOI 10.25689/NP.2019.1.51-61

УДК 553.982

**ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛА АЛЬБСКИХ
НЕФТЕГАЗМАТЕРИНСКИХ ПОРОД ГВИНЕЙСКОГО ЗАЛИВА
НА ПРИМЕРЕ БАССЕЙНА КОТ-Д'ИВУАР**

**Атсе Я.Д.Б. (Атсе Яо Доминик Бернабэ), Чудинова Д.Ю.,
Султанов Ш.Х., Котенев Ю.А.**

ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

**ASSESSMENT OF POTENTIAL OF ALBIAN OIL AND GAS SOURCE
ROCKS OF THE GULF OF GUINEA ON THE EXAMPLE OF THE
COTE D'IVOIRE BASIN**

**Atse Y.D.B. (Atse Yao Dominique Bernabe), Chudinova D.U.,
Sultanov S.H., Kotenev U.A.**

FSBEI HE “Ufa State Petroleum Technological University”

E-mail: atsedominique@hotmail.com

Аннотация. С помощью метода пиролиза, анализа индексов тепловых изменений и отражательной способности витринита множественные образцы горных пород бассейна получили достаточные данные для оценки потенциала нефтегазоматеринских пород бассейна Кот-Д'ивуар. Результаты исследования показывают, что породы имеют от низкого до очень высокого содержания органического вещества, что свидетельствует о существовании хороших условий для производства и сохранения органического материала в бассейне. Органическое вещество имеет континентальное и морское происхождение, которое соответствует керогену III и II типу. Термальные показатели указывают на то, что породы находятся на начальной и полной стадии зрелости. Эти породы способны генерировать жидкие и газообразные углеводороды.

Ключевые слова: органическое вещество, нефтегазоматеринские породы, водородный индекс, кероген, общие органические углеороды, отражательная способность витринита, углеводородный потенциал, индекс тепловых изменений.

Abstract. Using the pyrolysis method, analysis of thermal alteration index and vitrinite reflectance of multiple samples of rocks in the basin, sufficient data were obtained to assess the potential of oil and gas source rocks in the Cote-d'Ivoire basin. The results of the study show that the rocks have from satisfactory to very high organic matter content, which indicates the existence of good conditions for the production and preservation of organic material in the pool. Organic matter is of continental and marine origin and corresponds to type III and type II kerogen. Thermal indicators show that the rocks at the initial and full stage of maturity. These rocks are capable of generating liquid and gaseous hydrocarbons.

Key words: *organic matter, source rock, hydrogen index, kerogen, common organic carbons, reflection power of a vitrinite, hydrocarbonic potential and thermal alteration index.*

Краткая информация об осадочном бассейне Кот-д'Ивуар

Осадочный бассейн Кот-д'Ивуар образовался в результате раскрытия южной части Атлантического океана в нижнемеловом периоде, примерно 106 миллионов лет назад. Бассейн разделен на блоки двумя разломами (Син-Пол и Романш) и образовался в результате рифтовых процессов, развивался в различных этапах - от фазы растяжения до фазы эрозионных процессов. В бассейне существуют три региональных несогласия, образовавшиеся позже альбского, сенонского и олигоценового времени.

Бассейн представлен меловыми отложениями, альбские толщи состоят из песчано-глинистых пород. Сеноманские породы сложены глинистыми карбонатами, а пост-сеноманские отложения - толстыми глинистыми породами с песчаными отложениями каналов. Бассейн разделяется на две зоны: наземная, с площадью 8000 км²; шельфовая зона с площадью в 150 км в ширину.

Основные залежи и перспективные резервуары существуют в альбских, сеноманских, сенонских, туронских и кампанских горизонтах. Потенциал данного бассейна устанавливается по мере бурения новых скважин и открытия новых месторождений. Месторождение Баобав, Паон, Фокстро Лион являются основными месторождениями бассейна [1, 2, 3].

Методология

Исследования проводились во многих скважинах с таким расчетом, чтобы пробы были сделаны во всех геологических горизонтах и стратиграфических подразделениях (Рис. 1). Все образцы для эффективного использования, были нагреты выше 100°C в сутки, затем раздроблены и измельчены в определенных ступках.

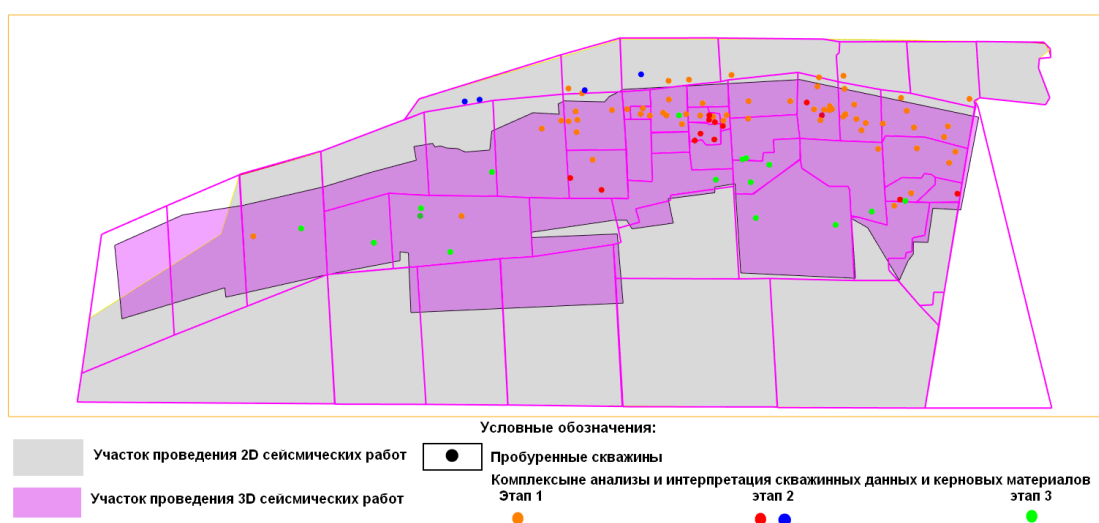


Рис. 1. Геолого-геофизическая изученность Бассейна Кот-д'Ивуар

(Я.Д.Б Амсе, 2018 г.)

Для определения содержания органического вещества, образцы были исследованы геохимическим способом, которые в дальнейшем подвергались обработке в установке рок-эвал методом пиролиза. Эти исследования направлены на оценку потенциала генерации углеводородов, а также на определение степени зрелости органического материала и его типа. В результате исследования получено несколько пиковых индексов S_1 , S_2 , и S_3 . Пик S_1 получен при низкой температуре (300°C) в течение 4 минут после освобождения свободных углеводородов. Пик S_2 получен при увеличении температуры до 600°C в процессе крекинга керогена. Пиролитический параметр зрелости - $T_{\text{макс}}$ определяется как температура максимальной скорости выделения углеводородов при пиролизе. Пик S_3 образуется при температуре $300-390^{\circ}\text{C}$ в результате образования CO_2 из

крекинга керогена. Для определения отражательной способности витринита было использовано уравнение

$$R_o(\%) = (0,018 \cdot T_{\max}) - 7,16 \quad (1)$$

Оценка органического и углеводородного потенциала

Высокая неоднородность альбских отложений усложняет измерение эффективной толщины нефтегазоматеринских пород. Альбские нефтегазоматеринские породы сложены чёрными сланцами с прослоями алевролитовых и песчаных пород. Реже представлены карбонатными породами.

Органический и углеводородный потенциал нефтегазоматеринских пород оценивается по графику изменения S_{org} (%) от S_2 (мг Ув/г породы) (Рис. 2). Нефтегазоматеринские породы считают бедными, если S_{org} меньше 0,5% и S_2 меньше 2,5 мг Ув/г породы. Если S_{org} в пределах 0,5-1% и S_2 в пределах 2,5-5, то материнские породы имеют удовлетворительные показатели. Если S_{org} в пределах 1-2% и S_2 в пределах 5-10%, то материнские породы имеют хорошие показатели. Если S_{org} выше 2% и S_2 выше 10, то материнские породы имеют отличные показатели [4, 5].

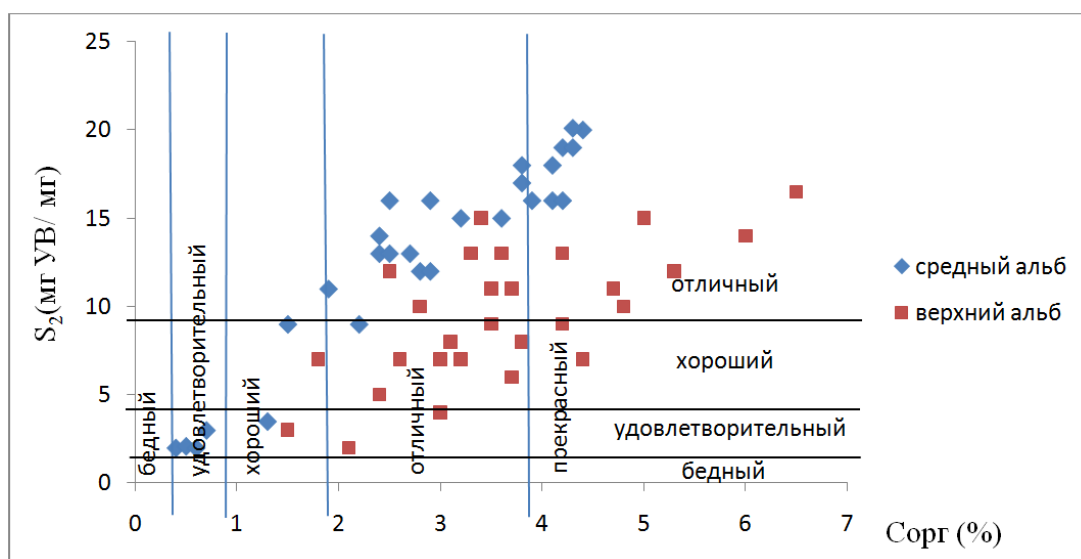


Рис. 2. Отношение углеводородного потенциала от содержания органического вещества

Оценка среднего водородного индекса

Средний водородный индекс определяется с помощью уравнения

$$[HI=(S_2/Corg)*100] \text{ (2), HI(мг Ув/г Corg).}$$

Оно позволяет измерить степень поглощения углеводородов горными породами. Средний водородный индекс в средних альбских горизонтах составляет 467 мг Ув/г Cорг. 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 Ув/г Cорг. Это показывает, что кероген материнских пород находится в зоне генерации газа и нефти и имеет смешанное происхождение (II и III типа).

Оценка тип органического вещества

Распределение HI от Tmax используется, чтобы избежать влияния кислородного индекса в процессе определения типа керогенов. Водородный индекс образцов среднего альба находится в диапазоне от 250 до 648. Это означает, что они состоят преимущественно из керогена II типа, который предназначен для генерации нефти. Tmax 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 (Рис. 3).

Водородный индекс образцов верхнего альба находится в диапазоне от 100 до 480. Это означает, что они состоят, преимущественно, из керогена II и III типа, который предназначен для генерации нефти и газа. Tmax в пределах 425-440 показывает, что часть образцов совсем не зрелые. Основная масса находится в стадии умеренной незрелости, лишь одна небольшая часть дошла до нефтяного окна и может генерировать углеводороды.

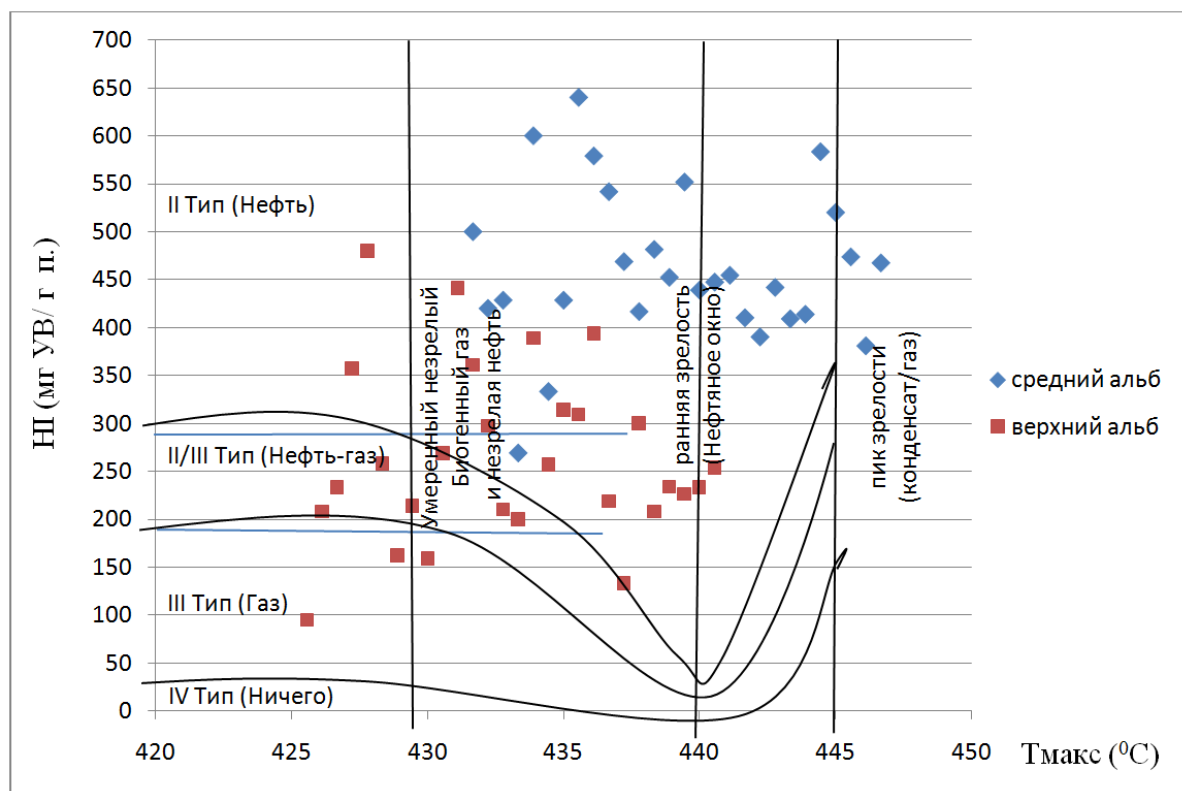


Рис. 3. Распределение водородного индекса от максимальной температуры

Оценка степени зрелости органического вещества

Степень зрелости определяется с помощью показателя отражения витринита (R_o). Отражающая способность витринита определяется по формуле (1). Показание R_o в интервале 0,5-0,7% свидетельствует о том, что породы имеют низкий потенциал, если в интервале 0,7-1%, то породы имеют умеренный потенциал. Показание R_o в пределах 1-1,3% указывает на то, что материнские породы имеют высокие ранги. Отражательная способность образцов среднего альба варьируется в пределах 0,61-0,88% и свидетельствует о том, что часть керогена находится на ранней, 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 альба варьируется в пределах 0,5-0,77% и свидетельствует о том, что часть

керогена незрелая. Большая доля образцов умеренно незрелая, лишь небольшая часть дошла до нефтяного окна (Рис. 4).

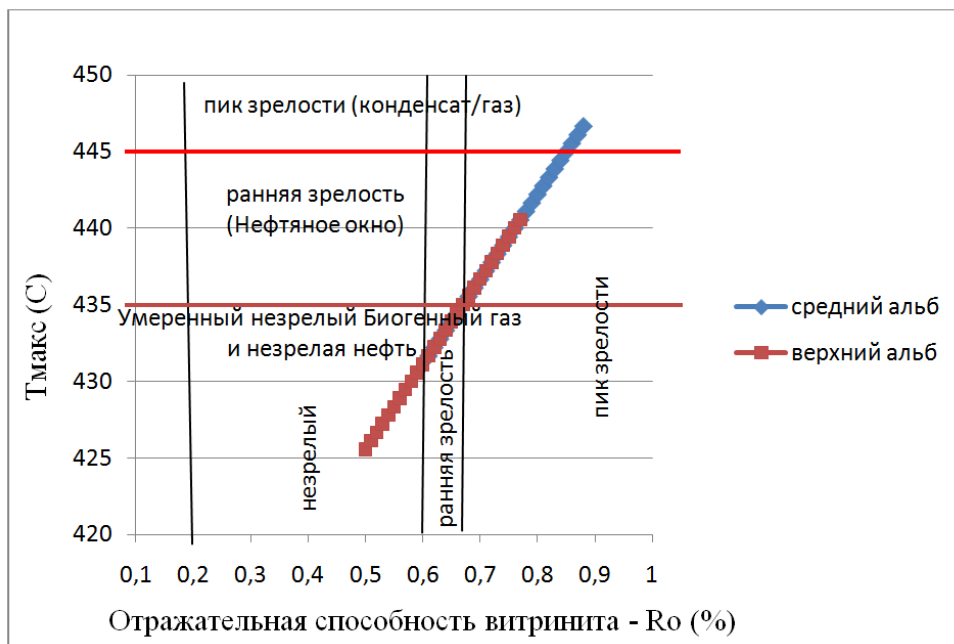


Рис. 4. Распределение отражательной способности витринита от максимальной температуры

Оценка органического богатства, типа керогенов 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. Удовлетворительный показатель $S_{\text{орг}}$ в интервале 0,5-1% показывает, что материнские породы обладают хорошим генерирующим потенциалом [7].

$S_{\text{орг}}$ в интервале 1-2% указывает на хороший генерационный потенциал, а $S_{\text{орг}}$ в пределах 2-4% показывает отличный генерационный потенциал. Породы $S_{\text{орг}}$ выше 4% также имеют отличный генерационный потенциал. На основании графика распределения водородного индекса (HI) от содержания органического вещества ($S_{\text{орг}}$) (Рис. 5), можем сделать вывод, что породы среднего альба имеют отличные и прекрасные

генерационные потенциалы. Такой кероген морского происхождения имеет прекрасные показатели и входит в состав анализируемых пород.

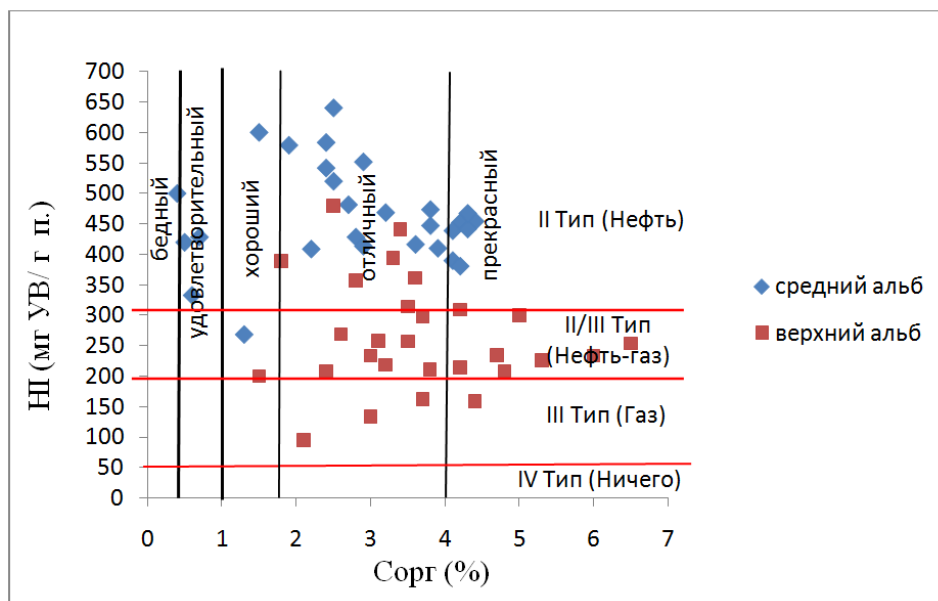


Рис. 5. Распределение водородного индекса (HI) от содержания органического вещества (Corg)

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

Заключение

В результате геохимических анализов было установлено, что содержание органического материала в альбских нефтегазоматеринских породах бассейна Кот-д'Ивуар варьирует от бедного до богатого. По среднему водородному индексу установлено, что кероген материнских пород среднего альба находится в зоне генерации нефти и имеет морское происхождение (II типа). В верхних горизонтах кероген материнских пород находится в зоне генерации нефти и газа и имеет смешанное происхождение (II и III типа). Образцы среднего альба находятся в

начальной стадии зрелости, некоторые из них уже достигли пика зрелости конденсата и газа и могут генерировать жидкие и газообразные углеводороды. По максимальной температуре была установлена степень зрелости анализируемых пород. По R_o , определили, что часть керогена образцов среднего альба находится на ранней стадии и часть на пике зрелости. Эти породы дошли до нефтяного окна и приближаются к пику зрелости формирования конденсата и газа, однако часть керогена образцов верхнего альба совсем незрелая. Большая доля образцов умеренно незрелая, лишь только одна маленькая часть дошла до нефтяного окна.

На основании графика распределения водородного индекса (HI) от содержания органического вещества (Сорг) (см. рис. 5), установлено, что породы среднего альба имеют отличные и прекрасные генерационные потенциалы. Этот кероген морского происхождения имеет прекрасные показатели и входит в состав данных пород смешенного типа. Однако этот факт полностью не ухудшает их показатели. Фракции керогенов, относящиеся к II и III типу, имеют отличные и прекрасные генерационные потенциалы. Чистые Керогены II типа также имеют отличные и прекрасные генерационные потенциалы.

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 Сборник научных трудов. 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 -14-17 февраля 2019. С.117-118.
3. IHS Report, Basin Monitor: Republic of Cote d'Ivoire, Republic of Liberia, and Republic of Ghana, 2011-202P.
4. Société Nationale d' Opérations Pétrolière de Cote d'Ivoire(PETROCI). Coted'Ivoire Petroleum Evaluation Concessions (1993)-17p.
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, Coted'Ivoire, 1-13. Penn Well Publishing.

6. Kevin Mc Carthy, Katherine Rojas, Martin Niemann, Daniel Palmowski, Kenneth Peters, Artur Stankiewicz, Basic Petroleum Geochemistry for Source Rock Evaluation / Schlumberger oil field Review summer 2011.- 12p.
7. Michael E. Brownfield and Ronald R. Charpentier. 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. – 32p.

References

1. Atse Y.D.B. *Neftegazonosnost' bassejna Kot-d'Ivuar i ocenka potenciala materinskih porod* [Presence of oil and gas in Cote d'Ivoire basin and evaluation of source rock potential]. Collection of research papers *Neftegazovye tekhnologii i novye materialy. Problemy i resheniya* [Oil and gas technologies and novel materials. Challenges and solutions]. Ufa, 2016. pp. 128-136.
2. Atse Y.D.B. *Ocenka potenciala neftegazomaterinskih porod bassejna Kot-d'Ivuar* [Evaluation of oil and gas source rock potential]. III International Conference SPE Chapter "Tatarstan UpExPro 2019". Kazan, 14-17 February 2019. pp. 117-118.
3. IHS Report, Basin Monitor: Republic of Cote d'Ivoire, Republic of Liberia, and Republic of Ghana, 2011-202P.
4. Société Nationale d' Opérations Pétrolière de Cote d'Ivoire (PETROCI). Coted'Ivoire Petroleum Evaluation Concessions (1993)-17p.
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, Coted'Ivoire, 1-13. Penn Well Publishing.
6. Kevin Mc Carthy, Katherine Rojas, Martin Niemann, Daniel Palmowski, Kenneth Peters, Artur Stankiewicz, Basic Petroleum Geochemistry for Source Rock Evaluation / Schlumberger oil field Review summer 2011.- 12p.
7. Michael E. Brownfield and Ronald R. Charpentier. 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. – 32p.

Сведения об авторах

Атсе Яо Доминик Бернабэ, аспирант кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Уфа, Республика Башкортостан, Российская Федерация
E-mail: atsedominique@hotmail.com

Чудинова Дарья Юрьевна, кандидат геолого-минералогических наук, кафедра «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Уфа, Республика Башкортостан, Российская Федерация
E-mail: miracle77@mail.ru

Султанов Шамиль Ханифович, доктор технических наук, профессор кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Уфа, Республика Башкортостан, Российская Федерация
E-mail: ssultanov@mail.ru

Котенев Юрий Алексеевич, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Уфа, Республика Башкортостан, Российская Федерация
E-mail: geokot@inbox.ru

Authors

Atse Yao Dominique Bernabe, Post-graduate Student of the Chair «Geology and Exploration of Oil and Gas Fields» Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Republic of Bashkortostan, Russian Federation
E-mail: atsedominique@hotmail.com

Chudinova D.Yu., Candidate of Geological and Mineralogical Sciences of the Chair «Geology and Exploration of Oil and Gas Fields» Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Republic of Bashkortostan, Russian Federation
E-mail: miracle77@mail.ru

Sultanov S.H., Dr.Sc., Professor of the Chair of —Geology and Exploration of Oil and Gas Fields, Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Republic of Bashkortostan, Russian Federation
E-mail: ssultanov@mail.ru

Kotenev Yu.A., Dr.Sc., Professor, Head of the Chair of —Geology and Exploration of Oil and Gas Fields, Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Republic of Bashkortostan, Russian Federation
E-mail: geokot@inbox.ru

Атсе Яо Доминик Бернабэ

450062, Российская Федерация, Республика Башкортостан

г. Уфа, ул. Космноватов, 1

тел. 8 919 144 96 19

E-mail: atsedominique@hotmail.com