

ИССЛЕДОВАНИЕ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ШЕЛЬФЕ ГВИНЕЙСКОГО ЗАЛИВА

Ондиги Месси Э., Т.В. Чекушина

Российский университет дружбы народов, г. Москва, Россия

Аннотация: Карбонатные коллекторы на шельфе Гвинейского залива содержат значительную долю оставшихся традиционных запасов нефти, большинство из которых классифицируются как естественно трещиноватые. Эти коллекторы хорошо известны своими низкими коэффициентами извлечения по сравнению с аналогичными обломочными не трещиноватыми коллекторами. Рассмотрены стратиграфические, тектонические и газоносные особенности региона. Предложен метод исследования кернов на пористость, позволяющий численно оценить объемы месторождения.

Ключевые слова: углеводород, нетрещиноватый коллектор, Гвинейский залив, шельф, нефтеотдача, заводнения, пористость.

STUDY OF GEOLOGICAL AND PRODUCTION CHARACTERISTICS OF DEPOSITS ON THE SHELF OF THE GUINEA

Ondigui Messi E., T.V. Chekushina

Russian University of Friendship People, Engineering Academy, Moscow, Russia

Abstract: Carbonate reservoirs offshore the Gulf of Guinea contain a significant proportion of the remaining conventional oil reserves, most of which are classified as naturally fractured. These reservoirs are well known for their low recovery rates compared to similar clastic non-fractured reservoirs. The stratigraphic, tectonic and gas-bearing features of the region are considered. A method for studying cores for porosity is proposed, which makes it possible to numerically estimate the volume of the deposit.

Keywords: hydrocarbon, non-fractured reservoir, Gulf of Guinea, shelf, oil recovery, flooding, porosity.

Нефтегазоносный бассейн Гвинейского залива занимает акваторию Гвинейского залива, область дельты Нигера, побережье Кот-д'Ивуара, Ганы, Такого, Бенина, Нигерии и Камеруна. Впервые нефтяное месторождение на суше было обнаружено в 1956 году. Нефтегазоносность бассейна обусловлена присутствием песчаников олигоцен-миоценового, мелового и нижнедевонского периодов [1]. Глубина залегания продуктивных песчаников составляет 1-3,5 км.

На данной территории выявлено около 430 месторождений, из них более 330 нефтяных и газонефтяных. Гигантская доля добычи нефти и газодобычи приходится на шельфовые месторождения дельты Нигера в Нигерии [2-4]. В 70-80-е годы 20 века в бассейне Кот д'Ивуар было открыто около 35 нефтегазовых месторождений, в том числе и первое морское [2]. В дальнейшем было открыто еще 12 месторождений. Поисковые геологоразведочные работы продолжаются и в настоящее время [5-7].

Ресурсы бассейна Гвинейского залива оцениваются в 2-9 миллиардов тонн нефти и 1-6 триллионов м³ природного газа [8].

Целью работы является исследование особенностей нефтегазовых месторождений на шельфе Гвинейского залива и выбор метода оценки их объема.

Методы исследований

Для достижения цели исследований был применен метод хроматографии для оценки физико-химических свойств газа. Использован прибор Газовый хроматомасс-спектрометр GCMS-QP2020. Основные характеристики приведены в таблице 1.

Оценка запасов газа может быть выполнена с использованием методики определения пористости породы. Образцы и керновые пробки доломитовых пластов классифицируются путем микроскопического исследования на семь различных степеней пористости [10]. Количественные значения пористости и проницаемости определяются для каждого сорта путем статистической корреляции данных испытаний керновой пробки с системой классификации пористости. Эти количественные значения применяются непосредственно к сортам, выставленным на стене трубы с целью оценки пустотного пространства коллектора для скважин, которые не были отбиты керном.

Результаты исследований

Описание стратиграфических, тектонических и газоносных особенностей месторождений на шельфе Гвинейского залива.

Провинция Гвинейского залива включает Кот-д'Ивуар, Тано, Соляной, Центральный, Кетский и Бенинский бас-

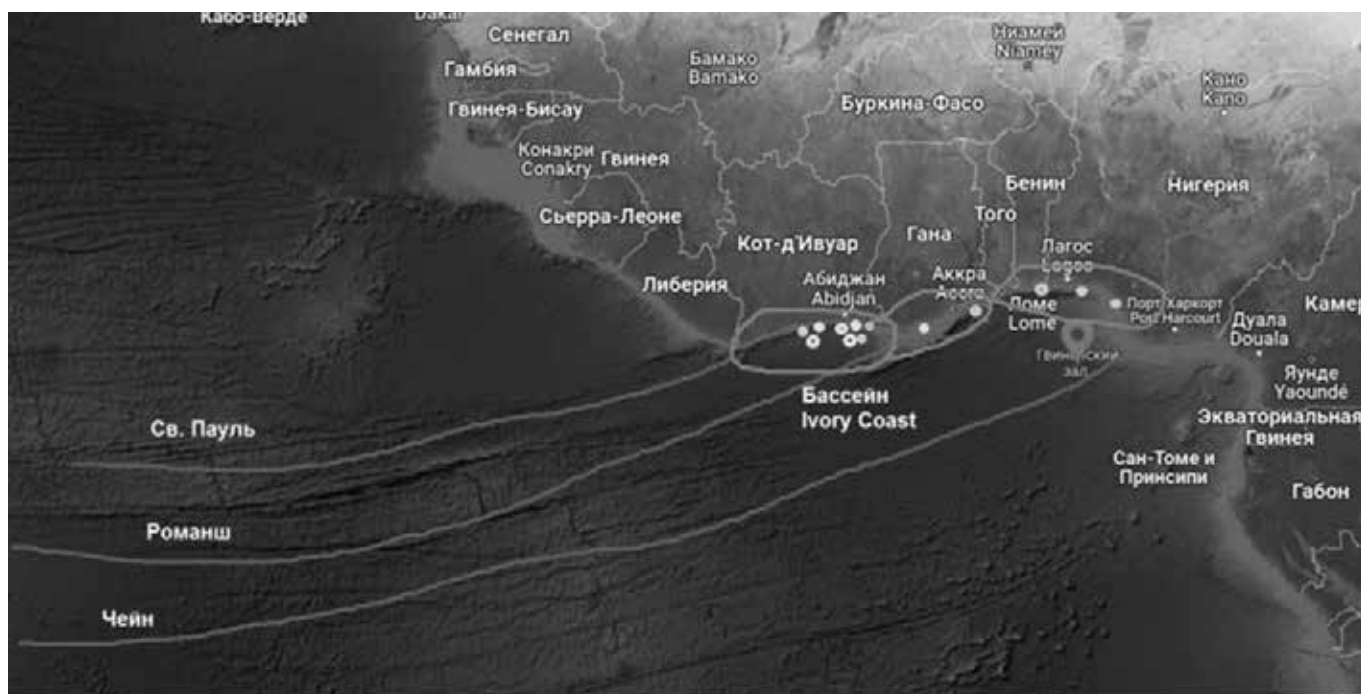


Рис. 1. Месторождения Гвинейского залива [9] /

Fig. 1. Deposits of the Gulf of Guinea [9].

Таблица 1 / Table 1

Технические характеристики газового хроматомасс-спектрометра GCMS-QP2020 / Technical characteristics of the gas chromatomass spectrometer GCMS-QP2020.

Параметр / Parameter	Значение / Meaning
Максимальная температура термостата / Maximum temperature of the thermostat	450°C
Максимальное число ступеней температурной программы / Maximum number of steps of the temperature program	20
Максимальная температура инжектора / Maximum injector temperature	450°C
Диапазон давления газа-носителя на входе в колонку / Pressure range of the carrier gas at the inlet to the column	0,5-970 кПа
Максимальный расход газа-носителя через инжектор / Maximum flow of carrier gas through the injector	1200 мл/мин
Максимальная энергия соударительной диссоциации / Maximum energy of collisional dissociation	60 эВ
Газ для соударительной диссоциации / Gas for collisional dissociation	Аргон
Диапазон определяемых масс / The range of determined masses	10-1090 m/z
Разрешение / Permission	0,5-3,0 а.е.м. (полная ширина пика на полувысоте)

сейны и залив Дагомеи в Северо-западной части Гвинейского залива. Эти бассейны имеют общие структурные и стратиграфические характеристики, в том смысле, что они представляют собой бассейны, модифицированные вывихом [5]. Гвинейский залив сформировался в кульминации позднеюрско-раннемелового тектонизма, для которого характерны как блоковые, так и трансформные разломы, наложенные на обширный палеозойский бассейн при распаде Африканского, Североамериканского и Южноамериканского палео-

континентов. Таким образом, провинция имеет сложную историю, которую разделяют на дотрансформный (поздний протерозой-позднеюрский), синтрансформный (позднеюрский-раннемеловой) и посттрансформный (позднемеловой-голоценовый) этапы развития бассейна.

Трехэтапная тектоническая эволюция в провинции Гвинейского залива позволяет разделить стратиграфический разрез на три основные последовательности:

1. От докембрийских до триасовых кратонных пород и от юрских до нижнемеловых континентальных до краевых морских пород, представляющих дотрансформный этап.
2. От нижнего мела до позднего Альба, представляющие синтрансформный этап.
3. От сеномана до голоцена, представляющие посттрансформный этап.

Распространение морских силурийских пород [11, 12], которые, как известно, содержат нефтеносные черные граптолитовые сланцы в Северной Африке, показано на силурийской палеогеографической карте [13].

Юрские вулканы представляют собой начало блокового разлома в провинции. Позднемеловое несогласие в основании маастрихта представляет собой крупный период эрозии, когда, по оценкам, было удалено более 1300 м верхнемеловых (от альбского до кампанского) пород. Несогласие среднего олигоцена представляет собой период эрозии, когда было удалено до 390 м третичных пород [14].

В течение самого раннего мелового периода бассейн претерпел постепенное опускание, блоковые разломы и заполнение грабена с последующим разломом растяжения. Породы от аптского до альбского яруса характеризуются морскими песчаниками и сланцами с некоторыми черными сланцами, богатыми органическими веществами, крупнозернистыми песчаниками и конгломератами, а также небольшими известняками [15]. Кампан представлен мор-

скими песчаниками, сланцами, в незначительной степени известняками и конгломератами.

Основание формации бурением не достигнуто, но сейсмические данные указывают на то, что отложения происходили в серии грабенов и полуграбенов в бассейне и что слои могут быть эквивалентны нижнемеловым породам в Кетском бассейне.

Палеонтологические данные указывают на ограниченную циркуляцию воды и низкое содержание кислорода. После этой трансгрессии среднесеноманская регрессия и поднятие привели к эрозии от верхнего Альба до нижнего сеномана в восточной части бассейна Берега Слоновой Кости.

Кампанские породы, преимущественно сланцы с небольшим количеством песчаников, отложившихся в ходе трансгрессии, несогласно залегают на более древних меловых породах. Палеонтологические данные указывают на улучшение циркуляции придонных вод, но воды по-прежнему оставались бескислородными.

Возраст посттрансформных пород варьирует от кампанского до голоценового в Кетской впадине. Кампанские толщи залегают на синтрансформных породах Альба и несогласно перекрываются породами маастрихта. Маастрихт включает известняк и сланец с песчаником и аргиллитом, отложившимся в морской среде; эти пласты переходят в континентальные обломочные породы на восток в сторону Бенинского бассейна. Третичные посттрансформные породы несогласно перекрывают маастрихтские породы и включают морские сланцы от палеоцена до эоцена с прослоями песчаника, алевролитов и известняков.

Эти породы отделены от верхнемиоценовых морских песчаников, конгломератов, сланцев и известняков крупным олигоцен-миоценовым несогласием. За эрозионный период, представленный этим несогласием, было вынесено 365 м третичных пород [14], о чем свидетельствует стратиграфическая толща, вскрытая скважинами Дзита-1 и Кета-1. Несогласие разделяет верхний миоцен и нижний плиоцен на участках берегового и мелководного шельфа. Морские отложения от плиоцена до голоцена состоят из рыхлых песков и илов.

Сеноманско-сантонская часть посттрансформного этапа в Бенинском бассейне и Дагомейском заливе испытала влияние трансформных разломов или разломов растяжения, а также подверглась влиянию деформаций, имевших место в течение сantonа в желобе Бенуэ на востоке [15]; эти эпизоды тектонической активности привели к разработке сенонского несогласия в Бенинской впадине «Туронский песчаник» состоит из крупнозернистого, плохо отсортированного песчаника от серого до белого с прослоями тонких слоев сланца, перекрывающих толщу сланцев и алевролитов, отложившихся в виде переработанной дельты конуса выноса в окраинной морской среде до внутреннего шельфа.

Он присутствует по всему Бенинскому бассейну и местами непосредственно залегает на кристаллическом фундаменте. Депоцентр расположен в восточной части бассейна, где мощности достигают 1000 м; единица утончается к северу и западу. Миоценовое несогласие прорывает «туронские песчаники» за кромкой шельфа, тогда как сенонское несогласие врезается в толщу в восточной части шельфа и вдоль кромки шельфа [15].

Физико-химическая характеристика газа и конденсата месторождений на шельфе

Природный газ поступает из газовой скважины в ГПЗ и встречается на первом участке, на входе в пробкоуловитель для разделения смеси флюидов. Жидкость изолируется от природного газа перед подачей в испарительный сосуд высокого давления. Газовая хроматография — это метод определения углеводородного состава природного газа в газопроводе [16]. Его химический состав в мольных долях показан на рис. 2а. Образцы конденсата также исследуются методом газовой хроматографии. Составы углеводородов в мольных процентах показаны на рис. 2б.

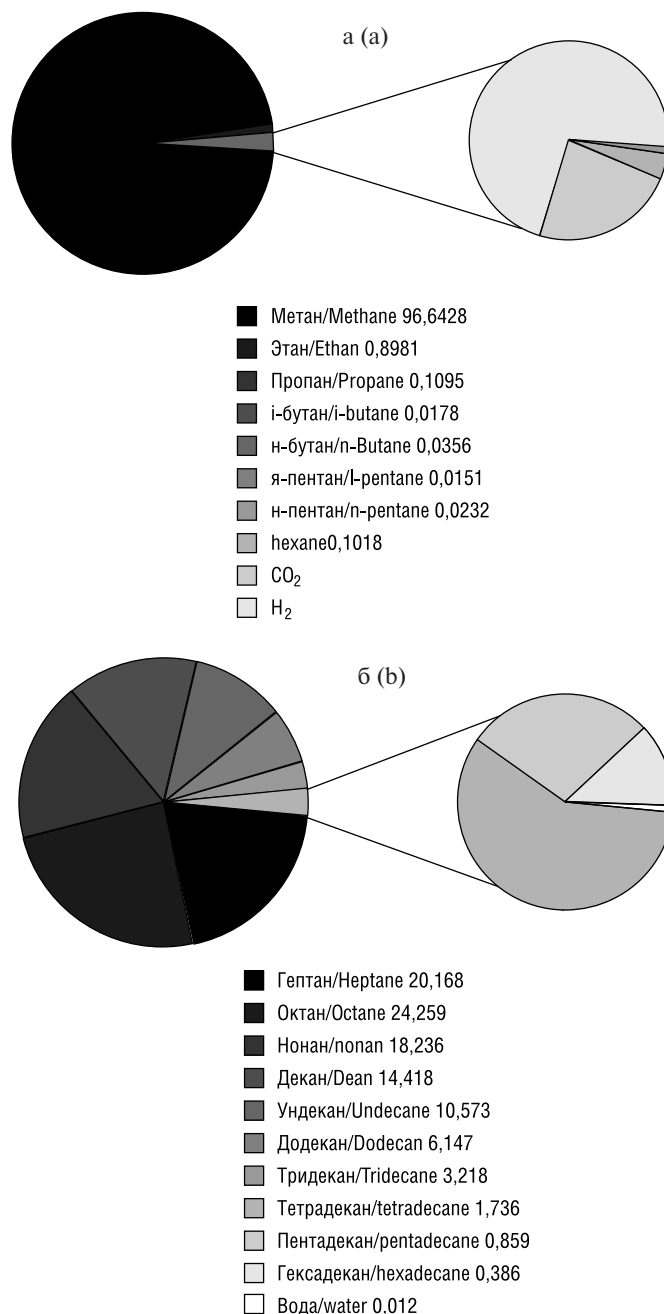


Рис. 2. Химический состав: природный газ (а); конденсат (б) /

Fig. 2. Chemical composition natural gas (a); condensate (b).

Хроматограмма конденсата на входе в пробкоуловитель приведена на рис. 3. Информация от GPP состоит из темпе-

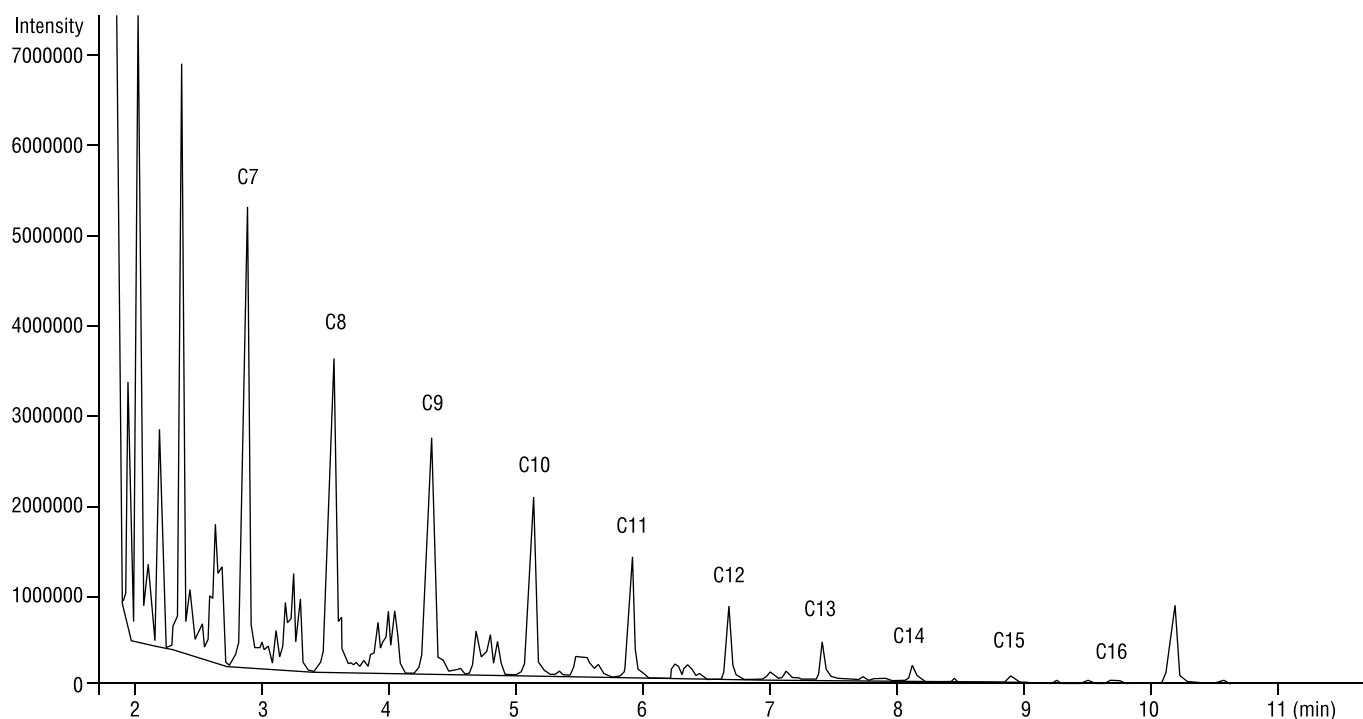


Рис. 3. Хроматограмма конденсата / Fig. 3. Condensate chromatogram.

ратуры и давления в сочетании с физическими свойствами и химическими свойствами, измеренными в химической лаборатории. Все результаты оцениваются для определения химической термодинамической концепции.

Обсуждение

Процедура оценки запасов газа на единицу площади для газового месторождения, исходя из полученных результатов, описана далее. Последовательность шагов такова: идентификация пробуриваемого пласта, определение общей глубины, точки обсадной колонны и интервала завершения. На месторождениях имеются значительные различия в литологических терминах и описаниях пористости. Когда производится оценка объема пор коллектора, создается геологическая концепция процессов, контролирующая степень пористости и проницаемости, выполняется микроскопическое исследование образцов из скважин. Характеристики и внешний вид затем соотносятся с общими количественными показателями пористости, основанными на физических данных керна из того же коллектора или на таких данных или опыте в других коллекторах, которые обладают аналогичными качествами. Надежность таких оценок в значительной степени зависит от вариаций литологии пластов, геометрических свойств их системы пустот, степени сравнения внешнего вида образцов с данными о пористости, а также от единообразной регистрации всех соответствующих признаков. Осуществляется корреляция физических данных керна с образцами

скважин, так что количественные значения толщины пласта, пористости, проницаемости и связанной воды могут быть присвоены образцам скважин, которые являются репрезентативными для данного интервала, и, таким образом, позволяют оценить запасы газа для данной единицы площади.

Таким образом, используя данные из [13], можно выполнить оценку уровня запасов газа и конденсата месторождений в Гвинейском заливе.

Выводы

Побережья Африки содержат множество природных ресурсов, включая большие запасы нефти и газа. Особенно богатые месторождения обнаружены в морских водах, принадлежащих Гане, Того, Бенину, Нигерии, Камеруну, Экваториальной Гвинее, Габону, Сан-Томе и Принсипи.

В статье рассмотрены геологические особенности Гвинейского залива, места расположения скважин для добычи полезных ископаемых. Проведен подробный анализ стратиграфических, тектонических и газоносных особенностей рассматриваемого региона в исторической ретроспективе. Проанализированы геологические условия возникновения газо- и нефтеносных пластов.

Предложен метод оценки емкости газоносных пластов путем микроскопических исследований керновый пробки по параметру «пористость».

На основе имеющихся данных, возможно будет провести анализ для исследуемого региона. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Москвин А.Г. Гвинейского залива нефтегазоносный бассейн // Большая российская энциклопедия. Том 6. Москва, 2006, стр. 461.
2. Атсе Я.Д.Б., Котенев М.Ю., Чудинова Д.Ю., Шайхутдинова И.И. История развития и степень изученности осадочного бассейна Кот-д'Ивуар // Вестник евразийской науки. 2020. №5. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/istoriya-razvitiya-i-stepen-izuchennosti-osadochnogo-bassey-na-kot-d-ivuar> (дата обращения: 28.10.2022).

3. Okeugo C. G. et al. Early Oligocene HX-sands depositional fairways and distribution across faulted blocks, onshore-shelf, Niger Delta Basin, Nigeria //Journal of African Earth Sciences. - 2022. - С. 104654.
4. Ogbesejana A. B., Bello O. M., Uduma A. U. Characterization of source rocks from off-shore Niger Delta Basin, Nigeria //Journal of Applied Sciences and Environmental Management. - 2018. - Т. 22. - №. 3. - С. 356-361.
5. Andrews M. Ivory Coast awash with explorers //Gold Mining Journal. - 2018. - Т. 1. - №. 132. - С. 40-41.
6. Maqsoud A., Diaby S., Mbonimpa M. Evaluation of mine site reclamation performance using physical models: Case of Ity mine (Ivory coast) //Journal of African Earth Sciences. - 2021. - Т. 176. - С. 104110.
7. Blegui S. T. Impact of Social Media on Green Product Purchasing Behavior on Developing Country: Case in Ivory Coast : дис. - School of Petroleum Management, 2022.
8. Runge J., Guezere A., Kankpenandja L. (ed.). Natural Resources, Socio-ecological Sensitivity and Climate Change in the Volta-Oti Basin, West Africa. - CRC Press, 2020.
9. Гвинейский залив. URL: <https://www.google.com/maps/place/%D0%93%D0%B2%D0%B8%D0%BD%D0%B5%D0%B9%D1%81%D0%BA%D0%B8%D0%B9+%D0%B7%D0%B0%D0%BB./@2.6975525,-17.8588022,3407000m/data=!3m2!1e3!4b1!4m5!3m4!1s0xfdd81fd107c6f1:0xb3533d5635fc1083!8m2!3d3.7355442!4d3.743509> (дата обращения: 20.10.2022)
10. Лобанков В. М., Алхашман В. Х., Аду У. Д. Н. Эталонные для скважинных средств измерений параметров пластов в процессе бурения //ГеоЕвразия-2021. Геологоразведка в современных реалиях. - 2021. - С. 120-123.
11. Clifford A.C. African oil--past, present, and future // AAPG Special Volumes. 1986. № A131. С. 339-372.
12. Дико М. Б. Б. и др. Геологические условия и модель формирования битумоидов в районе ФРЕСКО западного сектора бассейна КОТ-ДИВУАР //Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2022. - Т. 17. - №. 3.
13. Geology and Total Petroleum Systems of the Gulf of Guinea Province of West Africa URL: <https://iv-g.livejournal.com/292879.html> (дата обращения: 20.10.2022)
14. Kjemperud A., Agbesinyale W., Agdestein T., Gustafsson C., Yukler A. (1992) Tectono-Stratigraphic History of the Keta Basin, Ghana with Emphasis on Late Erosional Episodes. Bulletin des Centres de Recherches Exploration-Production Elf-Aquitaine Memoire. 1992. № 13. С. 55-69.
15. Elvsborg A., Dalode J. Benin hydrocarbon potential looks promising // Oil & gas journal. 1985. Т. 83. №. 6. С. 126-131.
16. Сидельников В.Н. Газовая хроматография будущего: колонки, время которых пришло // Успехи химии. 2016. Т. 85. №. 10. С. 1033-1055.
17. Морозенская Е. В. Новая экономическая стратегия африканских государств: энергетика и сырьевые отрасли //Восток. Афро-Азиатские общества: история и современность. - 2015. - №. 6. - С. 164-168.
18. Бернабэ А. Я. Д. и др. Результаты проведения поисково-разведочных работ на нефть и газ в осадочном бассейне Кот-д'Ивуар //Вестник евразийской науки. - 2020. - Т. 12. - №. 6. - С. 57.
19. Воронина Н. В. Мировой рынок нефти: тенденции развития и особенности ценообразования //Практический маркетинг. - 2003. - №. 10. - С. 24-45.
20. OUATTARA I. B. Assie Aristide KOUAO study of the cenomanian to turonian deposits of the beno //Research. - 2021. - Vol. 13. - No. 13. - 20105.

REFERENCES

1. Moskvina A.G. The Gulf of Guinea oil and gas basin // The Great Russian Encyclopedia. Volume 6. Moscow, 2006, p. 461.
2. Atse Ya.D.B., Kotenev M.Yu., Chudinova D.Yu., Shaikhutdinova I.I. The history of development and the degree of study of the sedimentary basin of Ivory Coast // Bulletin of Eurasian Science. 2020. №5.
3. Okeugo C. G. et al. Early Oligocene HX-sands depositional fairways and distribution across faulted blocks, onshore-shelf, Niger Delta Basin, Nigeria //Journal of African Earth Sciences. - 2022. - С. 104654.
4. Ogbesejana A. B., Bello O. M., Uduma A. U. Characterization of source rocks from off-shore Niger Delta Basin, Nigeria //Journal of Applied Sciences and Environmental Management. - 2018. - Т. 22. - №. 3. - С. 356-361.
5. Andrews M. Ivory Coast awash with explorers //Gold Mining Journal. - 2018. - Т. 1. - №. 132. - С. 40-41.
6. Maqsoud A., Diaby S., Mbonimpa M. Evaluation of mine site reclamation performance using physical models: Case of Ity mine (Ivory coast) //Journal of African Earth Sciences. - 2021. - Т. 176. - С. 104110.
7. Blegui S. T. Impact of Social Media on Green Product Purchasing Behavior on Developing Country: Case in Ivory Coast : дис. - School of Petroleum Management, 2022.
8. Runge J., Guezere A., Kankpenandja L. (ed.). Natural Resources, Socio-ecological Sensitivity and Climate Change in the Volta-Oti Basin, West Africa. - CRC Press, 2020.
9. Гвинейский залив. URL: <https://www.google.com/maps/place/%D0%93%D0%B2%D0%B8%D0%BD%D0%B5%D0%B9%D1%81%D0%BA%D0%B8%D0%B9+%D0%B7%D0%B0%D0%BB./@2.6975525,-17.8588022,3407000m/data=!3m2!1e3!4b1!4m5!3m4!1s0xfdd81fd107c6f1:0xb3533d5635fc1083!8m2!3d3.7355442!4d3.743509> (дата обращения: 20.10.2022)
10. Lobankov V. M., Alkhashman V. H., Odu UDN. Standards for borehole measuring instruments for reservoir parameters during drilling //GeoEurasia-2021. Geological exploration in modern realities. - 2021. - pp. 120-123.
11. Clifford A.C. African oil--past, present, and future // AAPG Special Volumes. 1986. № A131. С. 339-372.
12. Diko M. B. B. et al. Geological conditions and model of bitumoid formation in the Fresco area of the western sector of the Ivory Coast basin //Oil and gas geology. Theory and practice. - 2022. - Vol. 17. - No. 3.
13. Geology and Total Petroleum Systems of the Gulf of Guinea Province of West Africa URL: <https://iv-g.livejournal.com/292879.html> (date of application: 20.10.2022)

14. Kjemperud A., Agbesinyale W., Agdestein T., Gustafsson C., Yukler A. (1992) Tectono-Stratigraphic History of the Keta Basin, Ghana with Emphasis on Late Erosional Episodes. Bulletin des Centres de Recherches Exploration-Production Elf-Aquitaine Memoire. 1992. № 13. С. 55-69.
15. Elvsborg A., Dalode J. Benin hydrocarbon potential looks promising // Oil & gas journal. 1985. Т. 83. №. 6. С. 126-131.
16. Sidelnikov V.N. Gas chromatography of the future: columns whose time has come // Successes of chemistry. 2016. Vol. 85. no. 10. pp. 1033-1055.
17. Morozenskaya E. V. New economic strategy of African states: energy and raw materials industries //East. Afro-Asian Societies: History and Modernity. - 2015. - No. 6. - pp. 164-168.
18. Bernabe A. Ya. D. et al. Results of oil and gas exploration in the Ivory Coast sedimentary basin //Bulletin of Eurasian Science. - 2020. - Vol. 12. - No. 6. - p. 57.
19. Voronina N. V. The world oil market: development trends and pricing features //Practical marketing. - 2003. - №. 10. - Pp. 24-45.
20. Ouattara I. B. Assie Aristide KOUAO study of the cenomanian to turonian deposits of the beno //Research. - 2021. - Vol. 13. - No. 13. - 20105.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Онди́ги Месси Этьенн:

аспирант 4 курса,
Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Российский университет дружбы народов,
г. Москва, Россия

Чекушина Татьяна Владимировна:

доктор физико-математических наук,
ученый секретарь Научного совета Российской академии наук
по проблемам обогащения минерального сырья,
Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Российский университет дружбы народов.
г. Москва, Россия,
e-mail: chekushina.rufp@bk.ru

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Etienne Ondigui Messi:

PhD student,
Federal State Budgetary Institution of Science Peoples' Friendship
University of Russia,
Moscow, Russia

Chekushina Tatiana Vladimirovna:

Dr. Ph., full professor,
scientific secretary of Scientific council of the Russian academia
science concerning problems of enrichment of mineral raw material,
Federal State Budgetary Institution of Science Peoples' Friendship
University of Russia,
Moscow, Russia,
e-mail: chekushina.rufp@bk.ru

КРИТЕРИИ АВТОРСТВА / CONTRIBUTION: Онди́ги Месси Этьенн — подготовка исследования, формирование материала, написание статьи / Ondigui Messi Etienne — research preparation, material formation, article writing.

Чекушина Татьяна Владимировна — подготовка исследования, формирование материала, написание статьи / Chekushina Tatiana Vladimirovna — preparation of the study, formation of the material, writing the article.

КОНФЛИКТ ИНТЕРЕСОВ / CONFLICT OF INTEREST: Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов / The authors declare no conflict of interest.



РОССИЙСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ДРУЖБЫ НАРОДОВ

Факультет Инженерная академия специальность Геология

Целью обучения является подготовка квалифицированных специалистов в области геологии, способных разрабатывать инновационные методы решения производственных задач в области поиска и разведки месторождений нефти, газа и твердых полезных ископаемых.

Во время обучения студенты получают знания, формируют навыки и умения в области анализа современного состояния и актуальных проблем геологической науки, поиска и изучения геологической, геофизической, геохимической информации и космических снимков, применения методов комплексных геолого-геофизических исследований, создания трехмерных геологических моделей, приобретают опыт самостоятельной научно-исследовательской, прикладной и педагогической работы. Задачи обучения направлены на привитие навыков ориентирования в аналоговых и цифровых геологических данных, формирование представлений о назначении инновационных методов геолого-геофизических исследований и обработки информации, развитие навыков применения инновационных методов прогноза месторождений полезных ископаемых и ориентирования в специализированных программах при эффективном использовании их возможностей.

Контакты: 117198, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, 6. Приемная комиссия (Граждане РФ) +7 (495) 433-95-88, +7 (495) 787-38-27 доп.: 1214. E-mail: priem@rudn.ru. КОНТАКТ-ЦЕНТР: +7 (499) 936-87-87. E-mail: information@rudn.ru



WWW.N-GN.RU