

ГОРНОПРОМЫШЛЕННАЯ И НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ,
ГЕОФИЗИКА, МАРКШЕЙДЕРСКОЕ ДЕЛО И ГЕОМЕТРИЯ НЕДР

Научная статья

УДК 551.37

EDN: TTLTBO

DOI: 10.21285/2686-9993-2024-47-4-430-441

Результаты 3D сейсморазведочных работ при поисках
углеводородов в Гвинейском заливеД.Л.А. Онамун^{a✉} А.Г. Дмитриев^b^{a,b}Иркутский национальный исследовательский технический университет, Иркутск, Россия

Резюме. Сейсмические методы являются одними из важнейших при проведении поисков, разведки, оценки и эксплуатации нефтегазовых месторождений. Работа включает в себя три этапа: сбор сейсмических данных, их обработку и интерпретацию. Сейсморазведка может проводиться в 2D, 3D или 4D-модификациях. Исследование было сосредоточено на морской 3D-сейсморазведке на глубоком шельфе северной части Гвинейского залива в осадочном бассейне Тано в Кот-д'Ивуаре. Целью работы являлись оценка коммерческих перспектив обнаружения месторождений углеводородов на лицензионном участке RUS-CIV, определение возможностей сейсморазведки, демонстрация эффективности и устойчивости сейсмического анализа, который с годами развивается и совершенствуется, достигая улучшенных результатов визуализации недр. Данные, обеспечивающие получение достоверной информации по сейсмогеологическому строению района исследований, получены в результате последовательных морских сейсмических работ 2003–2009 гг. После детального изучения были сформированы объективные представления о внутреннем строении блока, в частности о слоях меловых отложений, получены данные о наличии в осадочных породах сети разломов, сведения о возможных ловушках углеводородов, характере поровых давлений и типе флюидов. Однако из-за отсутствия пробуренных на исследуемом блоке скважин, сделанные выводы остаются предварительными, носят качественный характер и нуждаются в подтверждении дополнительными анализами. По результатам исследований были намечены наиболее перспективные участки для детальной интерпретации на основе анализа динамических характеристик сейсмических волн, данных сейсморазведки и выбора места заложения поисковой скважины.

Ключевые слова: сейсморазведка, Гвинейский залив, сейсмическая миграция, обработка, интерпретация, верхний мел, сейсмическая инверсия

Благодарности: Автор выражает благодарность всем, кто прямо или косвенно оказывал помощь при подготовке данной статьи, в частности специалистам британского офиса «Лукойл» в Лондоне и кандидату геолого-минералогических наук старшему научному сотруднику Научной станции Российской академии наук в г. Бишкеке К.С. Непеиной за оказание технической консультации.

Для цитирования: Онамун Д.Л.А., Дмитриев А.Г. Результаты 3D сейсморазведочных работ при поисках углеводородов в Гвинейском заливе // Науки о Земле и недропользование. 2024. Т. 47. № 4. С. 430–441. <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2024-47-4-430-441>. EDN: TTLTBO.

APPLIED MINING AND PETROLEUM FIELD GEOLOGY,
GEOPHYSICS, MINE SURVEYING AND SUBSOIL GEOMETRY

Original article

Results of 3D seismic surveying for hydrocarbons
in the Gulf of GuineaDésiré Lucien Ayémoun Onamoun^{a✉}, Alexander G. Dmitriev^b^{a,b}Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia

Abstract. Seismic methods are among the most important tools in prospecting, exploration, evaluation and operation of oil and gas fields. The work includes three main stages: seismic data collection, their processing and interpretation. Seismic exploration can be carried out in 2D, 3D or 4D modifications. This study focuses on a 3D offshore seismic survey conducted in the deep shelf of the northern Gulf of Guinea in the Côte d'Ivoire Tano sedimentary basin. The purpose of the work is to assess the commercial prospects for discovering hydrocarbon deposits in the RUS-CIV block, identify the capabilities of seismic exploration, demon-



strate effectiveness and sustainability of seismic analysis, which has been developed and improved over the years, achieving improved subsurface visualization results. The data providing reliable information on the seismogeological structure of the area under investigation have been obtained as a result of successive marine seismic operations in 2003–2009. A detailed study allowed to form objective ideas about the internal structure of the block, in particular about the layers of Cretaceous deposits. Also, data were obtained on the presence of a fault network in sedimentary rocks, possible hydrocarbon traps, the nature of pore pressures and the type of fluids. However, the conclusions made remain preliminary, have a qualitative nature and should be confirmed by additional analyses due to the fact that there are no drilled wells in the studied block. Based on the study results, the most promising areas have been identified for detailed interpretation based on the analysis of the dynamic characteristics of seismic waves, seismic exploration data and the choice of the exploration well location.

Keywords: seismic exploration, Gulf of Guinea, seismic migration, processing, interpretation, Upper Cretaceous, seismic inversion

Acknowledgements: The author expresses gratitude to all those who directly or indirectly provided assistance in the preparation of the article. In particular, the author thanks the specialists from LUKOIL-Engineering, London Branch and the Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Senior Researcher at the Scientific Station of the Russian Academy of Sciences in Bishkek K.S. Nepeina for technical advice.

For citation: Onamoun D.L.A., Dmitriev A.G. Results of 3D seismic surveying for hydrocarbons in the Gulf of Guinea. *Earth sciences and subsoil use*. 2024;47(4):430-441. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2024-47-4-430-441>. EDN: TTLTBO.

Введение

Район исследования расположен на севере Гвинейского залива (в 100 км от берега) в осадочном бассейне Тано при глубине воды до 3 км. Первые нефтегазопоисковые работы в пределах залива, омывающего такие страны, как Кот-д'Ивуар, Гана, Того и Бенин, начали проводиться в конце XX в. В результате было обнаружено несколько десятков месторождений нефти и газа малого и среднего размеров. В 2001 г. компания Canadian Natural Resources объявила об открытии Баобаба – первого глубоководного месторождения нефти в Кот-д'Ивуаре. По оценке специалистов Геологической службы США (*англ.*: United States Geological Survey), потенциальные ресурсы нефти и газа Гвинейского залива составляют 978 млн баррелей нефти и 285 млрд м³ газоконденсата [1].

После открытия в 2007 г. гигантского глубоководного месторождения Джубили в соседней Гане в бассейне начался стремительный подъем геологоразведочной деятельности. Так, в 2009 г. в туронском турбидитовом комплексе с предполагаемыми извлекаемыми запасами нефти, превышающими 600 млн баррелей, было открыто месторождение Твенебоа с оценочными запасами, превышающими 240 млн баррелей нефти.

В 2021 г. в бассейне Тано на глубине 1200 м было обнаружено первое крупное нефтегазовое месторождение Балейн с предполагаемыми запасами в 2,5 млрд баррелей нефти и до 68 млрд м³ попутного газа. В 2024 г. в Кот-д'Ивуаре было открыто крупное месторождение Каллао, при разведке которого было проведено бурение до 5000 м при глубине воды около 2200 м

с потенциальными запасами от 1 до 1,5 млрд баррелей нефтяного эквивалента. Ожидается, что в 2027 г. Кот-д'Ивуар войдет в десятку крупнейших производителей нефти в Африке.

Материалы и методы исследования

Геологическое строение глубоководного шельфа Кот-д'Ивуара детально освещено по результатам региональных гравиметрических и 3D сейсмических исследований в обобщающей работе компании Petroleum Geo-Services в партнерстве с Нефтяной комиссией (Petroleum Commission) Ганы, Главным управлением углеводородов (Direction Générale des Hydrocarbures) и PetroCi Holdings Кот-д'Ивуара [2]. Бассейн Тано возник в месте относительного тектонического покоя между зонами разломов Сен-Поль и Романше в виде расчлененных грабенов с мощным обломочным заполнением. Трансформный разлом Сен-Поль заканчивается изогнутым прибрежным разломом на восточном шельфе Кот-д'Ивуара, превращаясь в структуру «конский хвост» в месте соединения с зоной Романше на шельфе Ганы [3], что создает своеобразный разрез от мелководного шельфа до глубоководной части бассейна, подкрепленный мощной континентальной корой, постепенно утончающейся при переходе к океанической. В западной части бассейн Кот-д'Ивуара характеризуется трансформными разломами и грабенами, ориентированными субпараллельно по отношению к современному побережью. Переход от континентальной до океанической коры более резкий и четко виден на карте гравита-

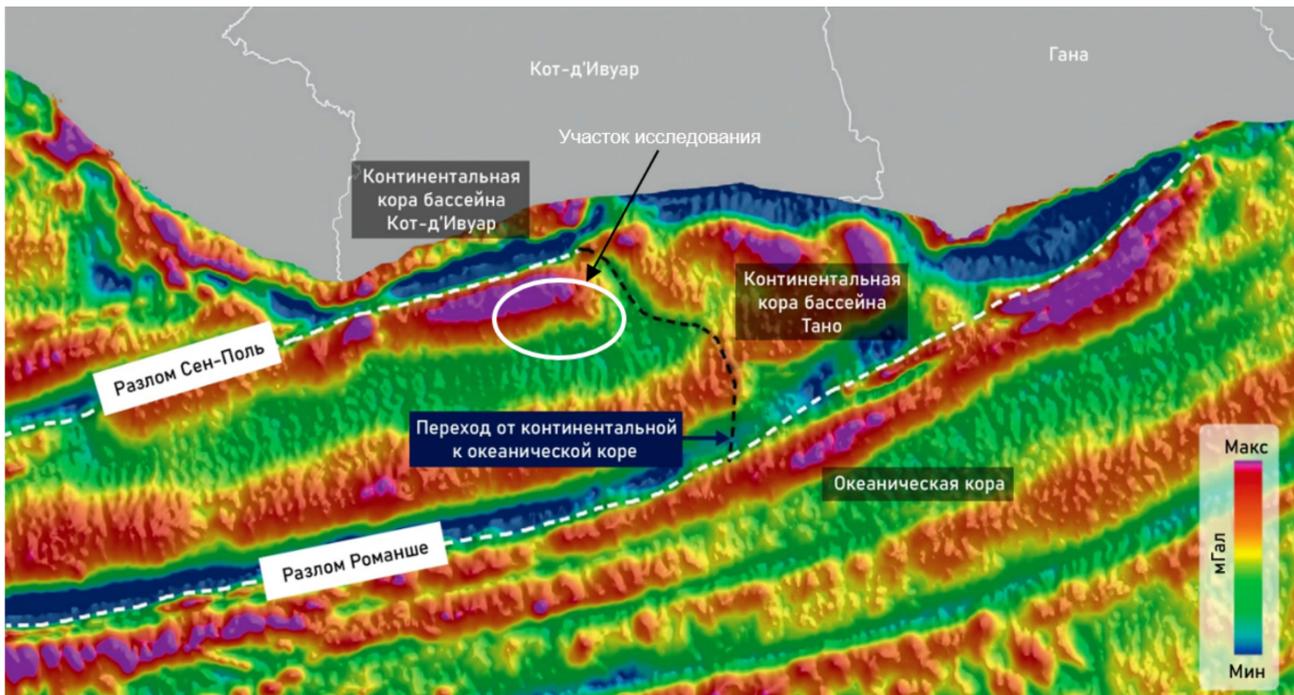


Рис. 1. Карта гравитационных аномалий Гвинейского залива в редукции Буге (согласно источнику [4] с изменениями авторов)

Fig. 1. Bouguer reduction gravity anomaly map of the the Gulf of Guinea (according to [4] with authors' alterations)

ционных данных в редукции Буге (рис. 1) [4]. Представленное явление произошло из-за разлома Сен-Поль, создавшего значительный гравитационный контраст между континентальной корой высокой плотности на севере и океанической корой низкой плотности в южной части.

Наиболее перспективным в пределах зоны экономических интересов Кот-д'Ивуара является участок RUS-CIV, расположенный в бассейне Тано, характеризующийся наличием стратиграфических и структурных ловушек, а также турбидитовых каналов мелового возраста. Участок, будучи близким к границе между континентальной и океанической корой, имеет глубину более 3 км и площадь свыше 2500 км².

Ближайшие нефтяные месторождения находятся на мелководном шельфе в верхней части крутого глубоководного склона на расстоянии 11–22 км к северу от границы блока. Большинство непосредственно соседствующих с блоком месторождений соответствуют меловым структурным замыканиям. С геологической точки зрения этот бассейн является идеальным для формирования активных углеводородных систем с оптимальным развитием нефтематеринского и коллекторско-седиментационного комплексов.

На момент проведения сейсморазведочных работ на блоке не пробурено ни одной

скважины. Скважина CIV-1, расположенная примерно в 30 км к северо-западу от района исследований при глубине воды 1000 м, была законсервирована на глубине 4100 м с отрицательными результатами (сухая скважина). В 2009 г. в 10 км к юго-западу от CIV-1 (в пределах того же повышенного гравитационного тренда), в 15 км от северо-восточного края блока была пробурена скважина CIV-2, в которой по целевым объектам в маастрихте и кампане была обнаружена только вода.

Данные бурения, а также результаты региональных 3D сейсмических исследований позволили сформировать обобщенную тектоно-стратиграфическую модель центральной части бассейна Тано и определить наиболее перспективные типы углеводородных систем. Глубинная региональная геология Кот-д'Ивуара и Ганы характеризуется терригенными отложениями от ордовика до среднего девона [3]. Во время очередного подъема уровня моря значительные участки территории были затоплены и морские эпиплатформенные зоны расширились на восток. Наступление моря продолжалось в позднем каменноугольном периоде, когда происходила аккумуляция осадочных отложений вплоть до триаса. Вверх по разрезу они сменялись более молодыми континентальными кремне-



земными терригенными отложениями позднеюрского периода [6]. Практически на всей территории блока на позднеюрских отложениях залегают образования мелового возраста, перекрытые с угловым несогласием палеоген-неогенового возраста (рис. 2).

Стратиграфический разрез бассейна Тано можно разделить на три тектоно-стратиграфические толщи, или фазы развития, с отчетливой историей формирования отложений и связанных с ними нефтяными системами.

Дотрансформационная фаза выходит на берег в Гане и состоит из толщ от докембрия до триаса включительно. Внутри бассейна дотрансформационные конгломераты и алевролиты юрского возраста, отложенные в континентальной обстановке, были вскрыты бурением. Вероятно, они возникли в результате эрозии поднятых плеч по краям бассейна [3]. Фаза синтрансформации в Гвинейский залив началась в берриасе и закончилась в конце альба. В части континентальной и окраинно-морской

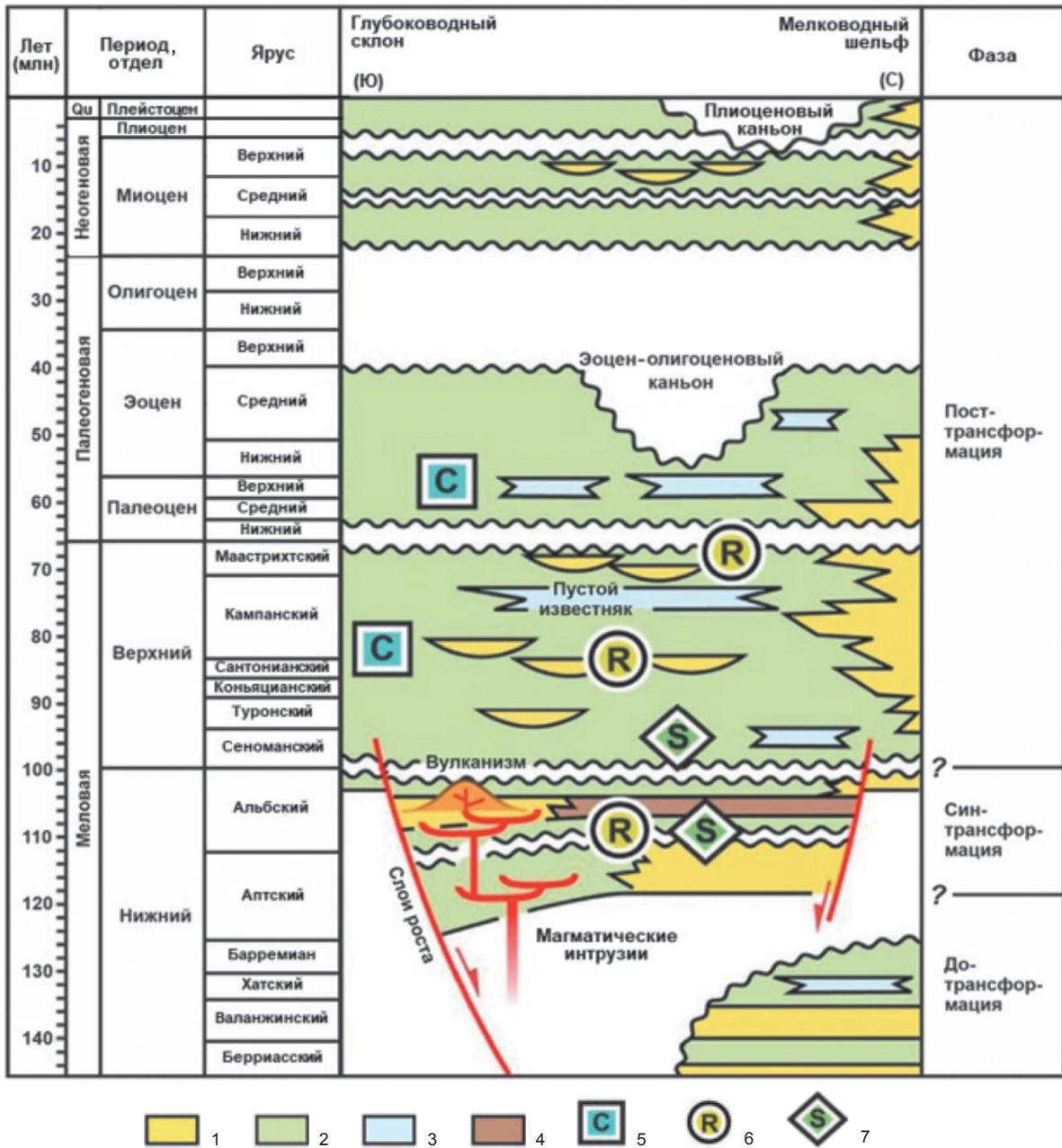


Рис. 2. Тектоно-стратиграфическая колонка бассейна Тано (согласно источникам [2, 6] с изменениями авторов):

1 – песчаник; 2 – глина; 3 – известняк; 4 – конгломерат; 5 – покрывка; 6 – резервуар; 7 – резервуар
 Fig. 2. Tectonostratigraphic column of the Tano basin (according to [2, 6] with authors' alterations):
 1 – sandstone; 2 – clay; 3 – limestone; 4 – conglomerate; 5 – seal; 6 – reservoir; 7 – reservoir



коры в этот период отлагались обломочные породы, образующие потенциальные коллекторы в форме речных и окраинных морских песчаников [6]. При этом в стратиграфическом разрезе прогрессировал рифтогенный переход материнских пород от более глубоких аптских озерных алевролитов и глин до более мелких среднеальбских морских алевритов и пелитов.

Расширение трансформных окраинных бассейнов прекратилось в конце альба, сопровождаясь обширным отложением морских алевролитов сеноман-туронского возраста [7]. В позднем альбе этот район сформировал непрерывный бескислородный морской разрез до турона [8], в котором имеется ряд перспективных нефтематеринских пород с высоким содержанием общего органического углерода.

Первые сейсморазведочные работы проводились в 2003 г. компанией Western Regent в восточной части блока RUS-CIV с использованием специализированного судна Geowave Master. В результате было отработано почти 800 км² профилей. Регистрация осуществлялась 384-канальной сейсмостанцией I/O MSX с использованием сейсмической косы длиной 4800 м. Возбуждение упругих колебаний производилось воздушной пушкой объемом 3000 дюймов с шагом по профилю 25 м, что обеспечило кратность наблюдений до 96. Обработка сейсмических данных позволила выделить многочисленные перспективные объекты по

альб-сеноманскому, туронскому и маастрихтскому комплексам. При этом были выявлены места литолого-стратиграфического выклинивания коллекторов вверх по восстанию пластов (что увеличивает риск аномально высоких пластовых давлений). Основными недостатками 2D сейсмических съемок являлись недостаточная плотность сети наблюдений, невозможность учета двойного сейсмического сноса и, как следствие, наличие погрешностей в локализации структур при больших углах наклона.

В 2007 г. геофизической компанией Western Geco (судно Western Regent) была покрыта 3D-сейсморазведкой западная часть блока. Совместная обработка материалов по западной и восточной частям доказала необходимость проведения детального изучения всего блока высококачественной 3D-съемкой. В связи с этим в 2009 г. специалистами компании WavefieldInseis (судно Geowave Master) дополнительно была отработана восточная часть (рис. 3). Регистрация осуществлялась 3840-канальной телеметрической сейсмостанцией Sercel Seal с использованием восьми 6-километровых сейсмических кос (480 каналов на косу). Возбуждение упругих колебаний производилось двумя 3460-дюймовыми воздушными пушками BOLT Long-Lifec с шагом по профилю 25 м. Размер бина при расстоянии между косами 100 м и номинальной кратности 60 составил 6,25×25 м.

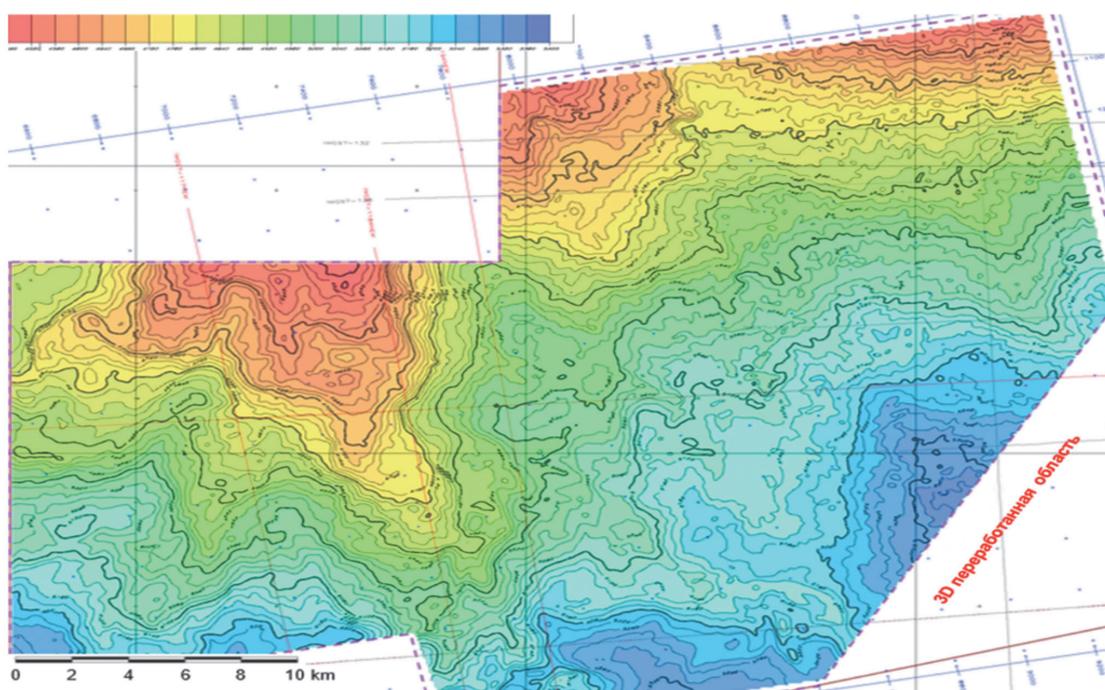


Рис. 3. Участок RUS-CIV: структурная карта изохрон t_0 по кровле верхнего мела
Fig. 3. RUS-CIV site: t_0 isochrone structural map along the Upper Cretaceous roof



Обработка материалов производилась с помощью системы Seismic Micro-Technology. Не останавливаясь на методике предварительной обработки, включавшей в себя такие стандартные процедуры, как коррекция усиления, различные переборы, энергетические анализы, частотная и скоростная фильтрация, сортировка, анализ вертикальных спектров, расчет и введение кинематических и статических поправок, суммирование, миграция и т. п., отметим, что основными задачами предварительной обработки являлись определение скоростного закона, сейсмостратиграфическая привязка выделенных горизонтов и построение полного сейсмического 3D-куба с сохранением амплитуд для дальнейшей динамической обработки и интерпретации. Дополнительно (с целью более обоснованной привязки к ближайшей скважине CIV-1) был

переобработан ряд сейсмических профилей, обработанных в 2003 г.

Результаты исследования и их обсуждение

Сравнение исходной обработки материалов 2003 и 2007 гг. как для разрезов после временной миграции до суммирования, так и для разрезов после глубинной миграции показывает значительное улучшение прослеживаемости отражений от нижнего мела (рис. 4, а, б). Более высокое соотношение сигнала и шума хорошо видно по данным 2007 г., особенно по меловым горизонтам, что позволило лучше охарактеризовать эти депоцентры.

Сейсмические отражения в нижнем и верхнем меловых периодах выглядят более коррелируемыми и сосредоточенными на 3D 2007 г. Это обеспечило более корректную сейсми-

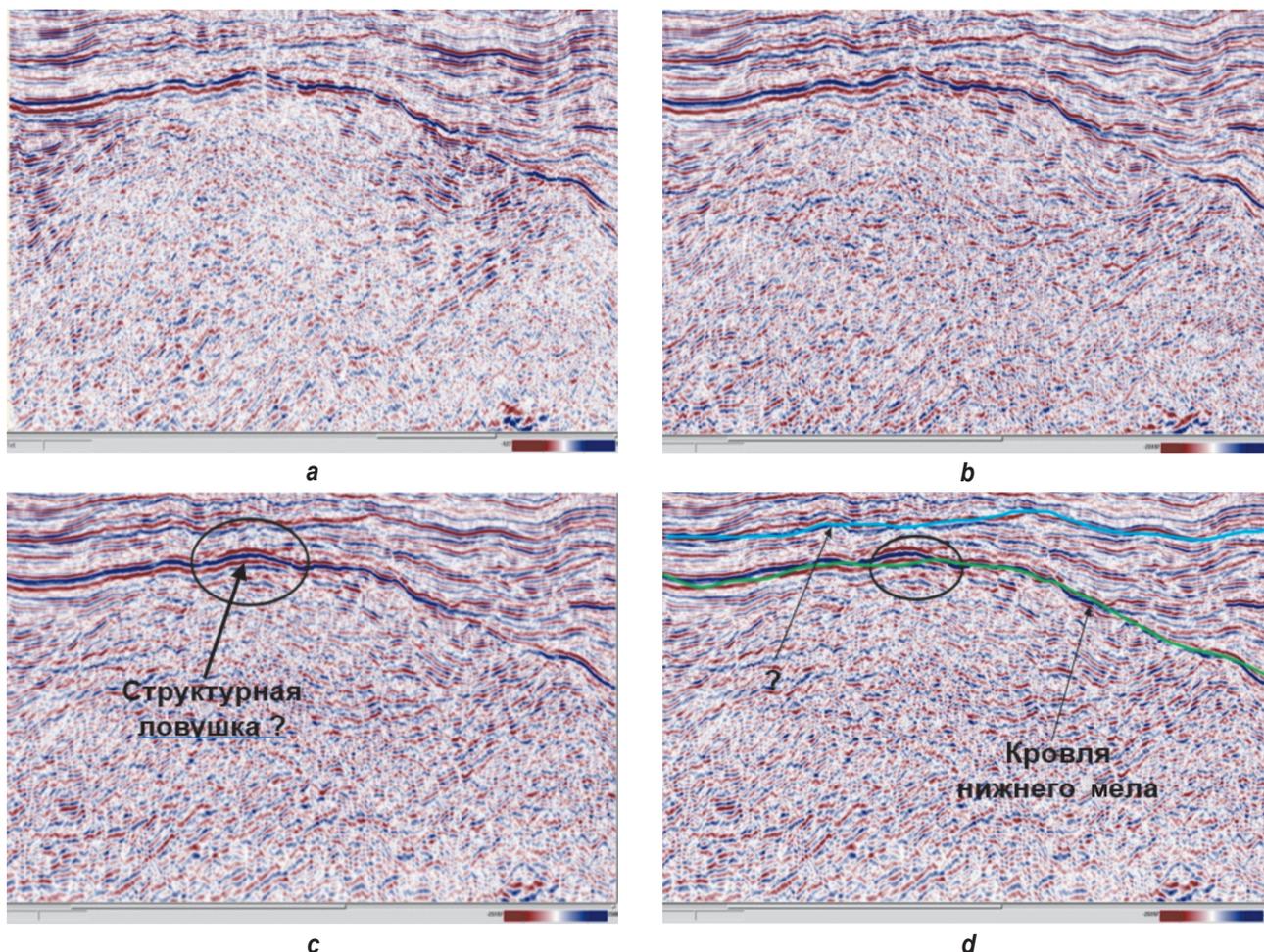


Рис. 4. Разрезы по профилю А:

а – временная 2D-миграция до суммирования; б – временная 3D-миграция до суммирования;
с – глубинная 3D-миграция; д – обратная во времени глубинная 3D-миграция

Fig. 4. Profile A sections:

а – 2D prestack time migration; б – 3D prestack time migration;
с – 3D depth migration; д – 3D time reverse depth migration



ческую интерпретацию указанных горизонтов. Кроме того, сейсмические амплитуды внутри верхнемеловой серии кажутся более однородными. Эквивалентность разрезов, полученных путем обратных преобразований глубинной миграции (рис. 4, с) во временную область (рис. 4, d), свидетельствует о корректном подборе скоростного закона и улучшении локальной фокусировки.

Сейсмические данные были инвертированы с помощью программного обеспечения InterWell® с целью максимизировать содержание и разрешение сигнала. В отсутствие скважинных данных и 2D сейсмических профилей, соединяющих скважины с изучаемым объемом, сейсмическая инверсия была основана на интерпретированных материалах 2003 г. и скоростях суммирования, повторно обработанных в 2007 г.

Теоретически влажные пески для рыхлых и высокопористых горизонтов при небольшой глубине залегания обычно имеют более низкий импеданс, чем окружающие глины. Акустический импеданс, или акустическая жесткость (произведение скорости распространения упругих колебаний на плотность пород) обычно имеет тенденцию к уменьшению при увеличении пористости. В более глубоких частях разреза, где под действием гидростатического давления наблюдается уплотнение отложений, водонасыщенные пески в основном демонстрируют более высокий импеданс,

что относится и к нижнемеловым отложениям к северу от изучаемого блока. Газонасыщенные пески имеют более низкие значения импеданса, чем глины. Гипотеза для интерпретации разрезов акустического импеданса заключалась в том, что его низкие значения указывают на присутствие газонасыщенных песков, особенно там, где отложения коррелируются с моделью осадконакопления. Однако из-за отсутствия контрольной скважины в инвертированной зоне остается большая неопределенность в корректности данных акустического импеданса и их интерпретации. На рис. 5 показан временной разрез по профилю В перевернутого куба акустического импеданса, иллюстрирующий повышение информативности различных способов цветных изображений [9].

Красные цвета обозначают низкие, а синие – высокие значения импеданса. Можно наблюдать их общее увеличение с глубиной из-за уплотнения пород и связанного с этим повышения скорости. Локально видны изменения значений импеданса, которые могут быть связаны с литологическими и/или флюидными изменениями. Например, ниже кровли нижнего мела четко выражен интервал низкого импеданса, который в случае газоносных песков можно интерпретировать как пески нижнего мела. Данное явление, особенно сильно проявляется в западной части, по-видимому, постепенно уменьшается в разрезе

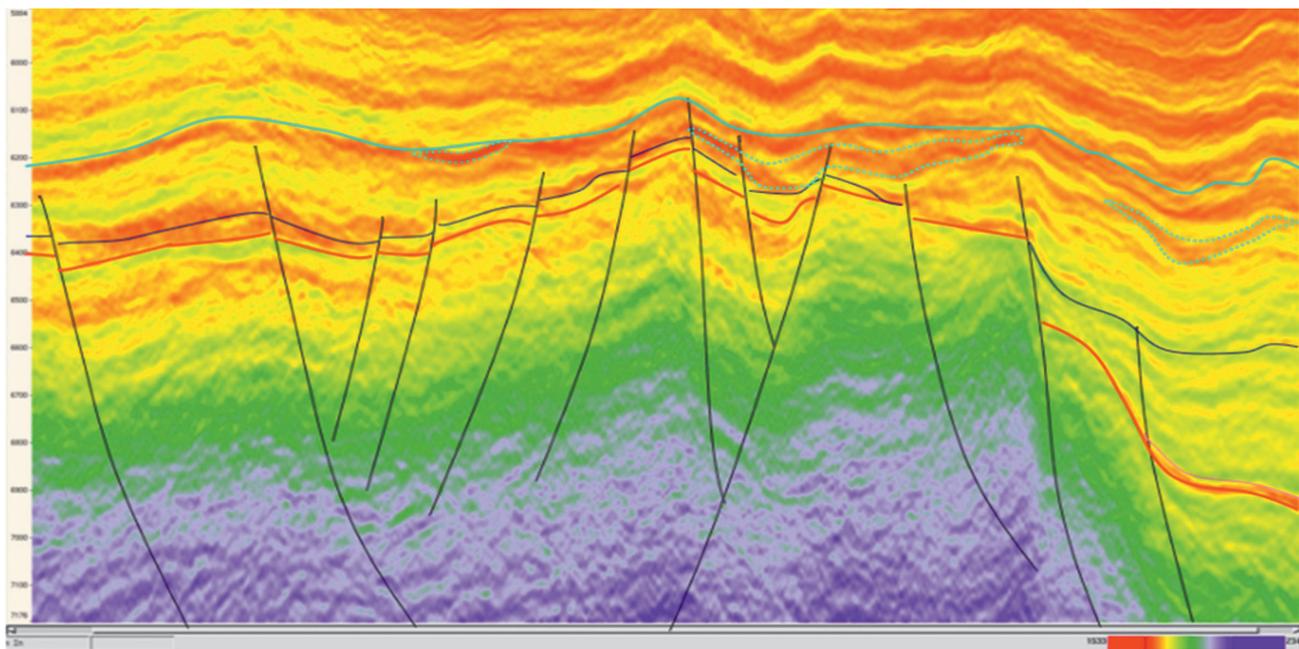


Рис. 5. Временной разрез акустического импеданса по профилю В
Fig. 5. Profile B time section of acoustic impedance



к восточной. Интервал исчезает на восточном краю структуры из-за нижнемеловой эрозии на территории.

Интерпретация верхних меловых акустических импедансов может быть не совсем корректной, однако горизонты с низким сопротивлением видны вдоль восточного склона поднятия и могут быть интерпретированы как трансгрессивные газонасыщенные пески. В пределах верхнего мелового интервала возможно наличие сложной русловой системы. Эти каналы соответствуют пакетам с относительно низким импедансом. Сейсмическая калибровка верхнего мела контролировалась экстраполяцией привязки CIV-1 и сейсмостратиграфической интерпретацией. Тем не менее из-за отсутствия сейсмических данных, связывающих непосредственно скважину CIV-1 с площадями, покрытыми 3D-сейсморазведкой, в верификации горизонта могут оставаться неопределенности.

Верхний мел соответствует проградированной толще в течении трансформной пассивной окраины с развитием турбидитовых комплексов каналов. Несколько верных турбидитовых палеорусел обнаруживаются на сейсмическом профиле С. Верхний мел представлен турбидитовым каналом и веерными коллекторами, заполненными сеноманскими/туронскими отложениями, материнские породы отложены на океанической коре (рис. 6). Карта структурных глубин показывает наличие большого турбидитового веера, связанного с несколькими палеоруслами. Отложение этой системы демонстрирует смещение на

запад. Различные элементы состоят из сложных друг на друга турбидитовых каналов.

Детальный анализ скорости глубинной миграции до суммирования был использован для прогнозирования ее изменения в результате перепада давления в возможном месторасположении скважины. Градиент горного давления был рассчитан путем экстраполяции и интеграции графиков плотности соседних скважин и анализа 3D сейсмических данных скоростей глубинной миграции до суммирования. Прогнозирование осуществлялось несколькими методами, в частности Итона и Миллера [10], полученные результаты соответствовали друг другу. Прогнозное давление было эталонировано с результатами моделирования бассейна и оказалось последовательным в их отношении. Прогноз порового давления на основе моделирования бассейна и сейсмических скоростей показывает его рост, начиная с нижнего мела. В месте расположения перспективного объекта может существовать некоторый риск избыточного давления. Из-за отсутствия эталонных данных о блоке прогноз не может быть однозначным.

Получение изображений в глубоководных средах создает определенный набор проблем как при предварительной подготовке данных, так и при моделировании скоростей. К ним можно отнести разбросанные, трехмерные кратные волны, наложенный шум и низкоскоростные неглубокие аномалии, связанные с заполнением каналов и газовыми гидратами. Без хорошей обработки невозможно получить хорошие изображения недр для интерпре-

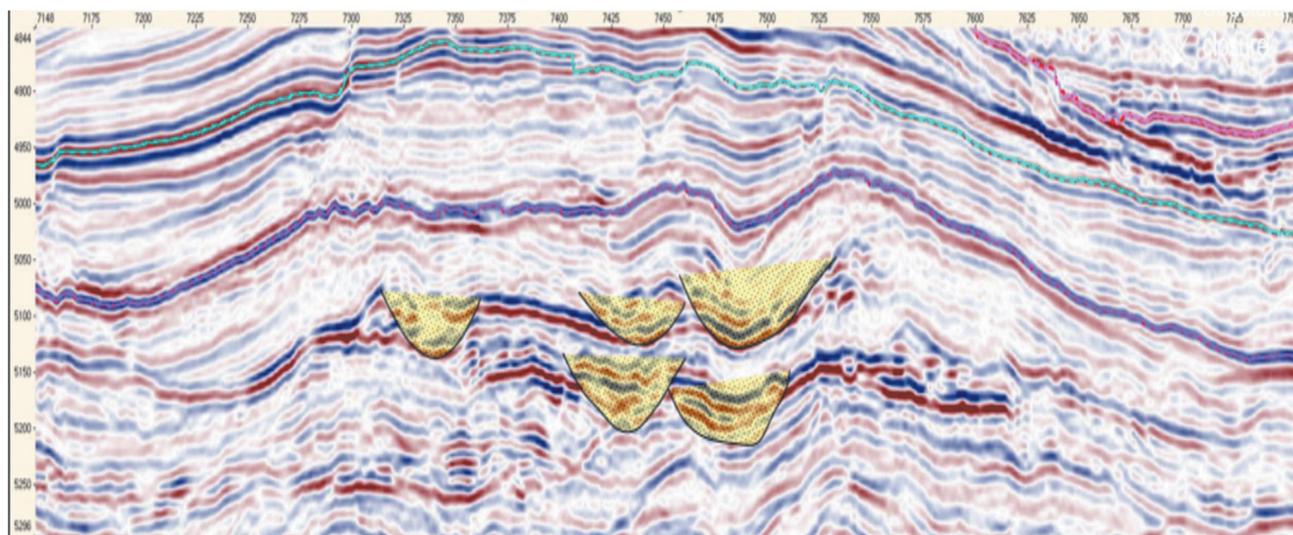


Рис. 6. Временной разрез по профилю С (веер сложных турбидитовых каналов в толще верхнего мела)
Fig. 6. Profile C time section (a range of complex turbidite channels in the Upper Cretaceous strata)



тации данных [11]. Именно поэтому данные в исследовании были повторно обработаны для извлечения из них лучшего.

Модели геологической среды, созданные в ходе геофизического анализа, всегда содержат погрешность, которая может быть как технической, так и человеческой. Это объясняется используемыми алгоритмами, математическими оценками, сложной анизотропией недр, имеющей свои особые свойства [12]. На ошибки глубины (оценивается по мигрированным данным) влияют такие факторы, как выбор метода (алгоритма) миграции, топография, исходные данные, модели скорости [13]. Необходимо добавить к этому уровень знаний и параметры изучаемой территории как на региональном, так и на локальном уровнях, а также опыт инженера или интерпретатора, проводящего геостатистические оценки. Таким образом, все указанные параметры сильно влияют на модель скорости. Мигрированные сейсмические изображения являются основными источниками информации о пространственном расположении разломов.

Ведя речь об ошибках в расположении разломов, уместно вспомнить работу [14], в которой представлена оценка неопределенностей, связанных со скоростью в расположении бокового разлома в изображении скоростной модели PSDM (*от англ.: problem solving and decision making – решение проблем и принятие решений*). Авторы предлагают оценивать неопределенности в расположении боковых дефектов на изображениях 3D PSDM после проведения общего качественного анализа всего объема 3D PSDM и выполнения подробного количественного анализа.

Для получения высоких результатов при обработке с последующей интерпретацией сейсмических данных 3D необходимы определенные минимальные условия, такие как высокий уровень качества съемки и высокое качество исходных данных [15]. Необходимо оптимизировать параметры полевых работ на этапах сбора первичной информации, разработки и внедрения новых программных комплексов обработки данных, а также новых технологий интерпретации и построения моделей. Это имеет свою, зачастую высокую, цену, но лучше заплатить, чем работать в условиях неопределенности и риска будущих неудач [16].

Описанные выше методы были полезны для достижения цели в рамках проведенного

исследования, однако существуют и другие способы, которые в сочетании друг с другом могли бы улучшить или подтвердить полученные результаты. Приведем три примера.

1. И.Ю. Степанов с соавторами [17] предлагают составить комплекс формул, наиболее подходящих для расчетов сейсмических характеристик на простом и удобном языке программирования Python. Таким образом, исследователи сформировали математический аппарат, который можно использовать в качестве альтернативного метода обработки и анализа сейсмических характеристик без использования внешнего программного обеспечения.

2. М.И. Протасов с соавторами [18] изучали влияние графика обработки сейсмических данных на качество изображений, построенных по рассеянным волнам (рассеянные волны использовались для построения сейсмодифракционных изображений, предоставляющих дополнительную информацию, которая помогает найти и охарактеризовать объекты дифракции/рассеяния, включая разломы, трещины и каверны). Аналогичные результаты были получены при изучении рассеянных волн и прогнозе аномалий высокого пластового давления, обусловленных наличием рапопроявлений в южной части Восточной Сибири [19].

3. Т.А. Петроченко, Г.М. Митрофанов и их коллеги [20] показали, как использовать физическое моделирование для получения сейсмических данных, аналогичных тем, которые регистрируются во время полевых исследований. Им удалось продемонстрировать, что характеристики близки к наблюдаемым в реальном эксперименте. Авторы предлагают возможность апробации методов обработки, используемых в практике сейсморазведки, на лабораторных данных, моделирующих сейсморазведку.

Заключение

Исследование показало эффективность проведения 3D сейсморазведочных работ для оптимизации прогноза и описания характеристик районов, перспективных по залежам углеводородов. Обработка сейсмических данных позволила выделить многочисленные перспективные объекты по альб-сеноманскому, туронскому и маастрихтскому комплексам. Благодаря сейсмическим данным был выявлен и локализован ряд не только структурных ловушек, но и русловых систем. Изучен их ли-



тологический состав и свойства, способствующие обнаружению областей вероятного скопления углеводородов. При этом были выявлены перспективные участки литолого-стратиграфического выклинивания коллекторов вверх по восстанию пластов, которые характеризуются увеличением рисков, связанных с наличием аномально высоких пластовых давлений.

Наблюдение и интерпретация геологических событий на данном этапе изучения носят качественный характер. Основная идея распределения потенциальных коллекто-

ров может быть выработана путем анализа кросс-плотов, в качестве объекта бурения для уточнения количественных показателей могут быть предложены области с хорошими коллекторскими свойствами. В связи с этим настоятельно рекомендуется обратить внимание на области, оцифрованные в результате анализа перекрестных графиков, и углубить этот первый и предварительный этап анализа путем проведения количественных исследований. Это поможет получить более надежные результаты и сформировать реальное представление о приуроченности углеводородов.

Список источников

1. 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. Reston: U.S. Geological Survey, 2006. 32 p.
2. Burrell A. Understanding tectonic development and the implications for prospectivity offshore Côte d'Ivoire and Ghana // *First Break*. 2024. Vol. 42. Iss. 5. P. 53–58. <https://doi.org/10.3997/1365-2397.fb2024039>.
3. Basile C., Mascle J., Guiraud R. Phanerozoic geological evolution of the Equatorial Atlantic domain // *Journal of African Earth Sciences*. 2005. Vol. 43. Iss. 1–3. P. 275–282. <https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2005.07.011>.
4. Sandwell D.T., Müller R.D., Smith W.H.F., Garcia E., Francis R. New global marine gravity model from CryoSat-2 and Jason-1 reveals buried tectonic structure // *Science*. 2024. Vol. 346. Iss. 6205. P. 65–67. <https://doi.org/10.1126/science.1258213>.
5. Martin G. Geologie des Küstengebietes von Nordwest-Africa südlich der Sahara // *Neue Erkenntnisse aus der Erdölexploration Giessener Geologische Schriftenreihe*. 1982. N. 30. S. 150.
6. Scarselli N., Duval G., Martin J., McClay K., Toothill S. Insights into the early evolution of the Côte d'Ivoire margin (West Africa) // *Geological Society, London, Special Publications*. 2018. Vol. 476. P. 109–133. <https://doi.org/10.1144/SP476.8>.
7. Macgregor D., Robinson J., Spear G. Play fairways of the Gulf of Guinea transform margin // *Geological Society, London, Special Publications*. 2013. Vol. 207. Iss. 1. P. 131–150. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.2003.207.7>.
8. Tissot B., Demaison P., Masson P., Delteil J.R., Conbaz A. Paleoenvironment and petroleum potential of Middle Cretaceous black shales in Atlantic Basins // *AAPG Bulletin*. 1980. Vol. 64. Iss. 12. P. 2051–2063.
9. Дмитриев А.Г., Дмитриева М.А., Ковалев А.С. Проблемы динамического диапазона и информативности изображения при визуализации сейсмических данных // *Науки о Земле и недропользование*. 2024. Т. 47. № 1. С. 6–16. <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2024-47-1-6-16>. EDN: DQCZBW.
10. Zhang J. Pore pressure prediction from well logs methods modifications and new approaches // *Earth-Science Reviews*. 2011. Vol. 108. Iss. 1–2. P. 50–63. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2011.06.001>.
11. Prakash A., Subrata C. An innovative way of 3D velocity model building for PSDM Processing a case study from Andaman deep water basin, India // 11th Biennial International Conference and Exposition. Jaipur, 2015. Режим доступа: https://spgindia.org/11_biennial_form/an-innovative-way-of-3d-velocity-model-building-for-psdm-processing-a-case-study-from-andaman-deep-water-basin-india-jaipur-2015.pdf (дата обращения: 15.05.2024).
12. Chopra S., Marfurt K.J. Seismic attributes – a historical perspective // *Geophysics*. 2005. Vol. 70. Iss. 5. P. 3SO–28SO. <https://doi.org/10.1190/1.2098670>.
13. Roque F., Vasconcellos G., Pontes R., Maul A., González Farías M. Assessment of depth positioning uncertainties for PSDM seismic data // Fifteenth International Congress of the Brazilian Geophysical Society (Rio de Janeiro, 31 July – 3 August 2017). Houston: SEG, 2017. P. 1813–1817. <https://doi.org/10.1190/sbgf2017-357>.
14. Birdus S., Ganivet V., Artemov A., Teakle R., Phythian P. Estimation of uncertainties in fault lateral positioning on 3D PSDM seismic image – example from the NW Australian Shelf // 77th EAGE Conference and Exhibition 2015 (Madrid, 1–4 June 2015). Madrid: IFEMA, 2015. P. 1–5. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201412730>.
15. Половников С.С., Табрин В.Л., Шабалин С.В. Кинематическая обработка сейсморазведочных данных, полученных в сложных сейсмогеологических условиях // *Вести газовой науки*. 2018. № 3. С. 315–321. EDN: YVRBNZ.
16. Ажгалиев Д.К., Исенов С.М., Каримов С.Г. Новые возможности обработки и интерпретации сейсмических данных в оценке перспективности локальных объектов // *Известия Уральского государственного горного университета*. 2019. № 1. С. 48–59. <https://doi.org/10.21440/2307-2091-2019-1-48-59>. EDN: AGLKRL.
17. Степанов И.Ю., Дорн Е.В., Степанов Ю.А. Подготовка исходных сейсмических данных для моделирования тектонического разлома угольного массива // *Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал)*. 2024. № 5. С. 5–16. https://doi.org/10.25018/0236_1493_2024_5_0_5. EDN: JLUON.
18. Протасов М.И., Сорокин А.С., Хуснитдинов Р.Р., Фагерева В.А. Влияние графа обработки сейсмических данных на качество изображений построенным по рассеянным волнам // *Интерэкспо ГЕО-Сибирь. XX Международный научный конгресс, Новосибирск, 15–17 мая 2024 г.: сб. материалов в 8 т. Т. 2: Международная научная*



конференция «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология». Новосибирск: Изд-во СГУГиТ, 2024. № 4. С. 66–71. <https://doi.org/10.33764/2618-981X-2024-2-4-66-71>.

19. Смирнов А.С., Вахромеев А.Г., Ерохин Г.Н., Дмитриев А.Г. Прогноз рапопроявлений юга сибирской платформы по сейсморазведочным данным // Геофизика. 2023. № 2. С. 93–101. <https://doi.org/10.34926/geo.2023.18.86.011>. EDN: OBKGUT.

20. Петровиченко Т.А., Задоев А.Ю., Дучков А.А., Митрофанов Г.М. Тестирование алгоритмов обработки сейсмических данных на результатах лабораторного моделирования // Геофизические технологии. 2022. № 2. С. 107–117. <https://doi.org/10.18303/2619-1563-2022-2-107>. EDN: GLFSKA.

References

1. 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*. Reston: U.S. Geological Survey; 2006, 32 p.
2. Burrell A. Understanding tectonic development and the implications for prospectivity offshore Côte d'Ivoire and Ghana. *First Break*. 2024;42(5):53-58. <https://doi.org/10.3997/1365-2397.fb2024039>.
3. Basile C., Mascle J., Guiraud R. Phanerozoic geological evolution of the Equatorial Atlantic domain. *Journal of African Earth Sciences*. 2005;43(1-3):275-282. <https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2005.07.011>.
4. Sandwell D.T., Müller R.D., Smith W.H.F., Garcia E., Francis R. New global marine gravity model from CryoSat-2 and Jason-1 reveals buried tectonic structure. *Science*. 2024;346(6205):65-67. <https://doi.org/10.1126/science.1258213>.
5. Martin G. Geologie des Küstengebietes von Nordwest-Africa südlich der Sahara. *Neue Erkenntnisse aus der Erdölexploration Giessener Geologische Schriftenreihe*. 1982;30:50. (In German).
6. Scarselli N., Duval G., Martin J., McClay K., Toothill S. Insights into the early evolution of the Côte d'Ivoire margin (West Africa). *Geological Society, London, Special Publications*. 2018;476:109-133. <https://doi.org/10.1144/SP476.8>.
7. Macgregor D., Robinson J., Spear G. Play fairways of the Gulf of Guinea transform margin. *Geological Society, London, Special Publications*. 2013;207(1):131-150. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.2003.207.7>.
8. Tissot B., Demaison P., Masson P., Delteil J.R., Conbaz A. Paleoenvironment and petroleum potential of Middle Cretaceous black shales in Atlantic Basins. *AAPG Bulletin*. 1980;64(12):2051-2063.
9. Dmitriev A.G., Dmitrieva M.A., Kovalev A.S. Dynamic range issues and image information content when visualizing seismic data. *Earth sciences and subsoil use*. 2024;47(1):6-16. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2024-47-1-6-16>. EDN: DQCZBW.
10. Zhang J. Pore pressure prediction from well logs methods modifications and new approaches. *Earth-Science Reviews*. 2011;108(1-2):50-63. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2011.06.001>.
11. Prakash A., Subrata C. An innovative way of 3D velocity model building for PSDM Processing a case study from Andaman deep water basin, India. In: *11th Biennial International Conference and Exposition*. Jaipur; 2015. Available from: https://spgindia.org/11_biennial_form/an-innovative-way-of-3d-velocity-model-building-for-psdm-processing-a-case-study-from-andaman-deep-water-basin-india-jaipur-2015.pdf [Accessed 15th May 2024].
12. Chopra S., Marfurt K.J. Seismic attributes – a historical perspective. *Geophysics*. 2005;70(5):3SO-28SO. <https://doi.org/10.1190/1.2098670>.
13. Roque F., Vasconcellos G., Pontes R., Maul A., González Fariás M. Assessment of depth positioning uncertainties for PSDM seismic data. In: *Fifteenth International Congress of the Brazilian Geophysical Society*. 31 July – 3 August 2017, Rio de Janeiro. Houston: SEG; 2017, p. 1813-1817. <https://doi.org/10.1190/sbgf2017-357>.
14. Birdus S., Ganivet V., Artemov A., Teakle R., Phythian P. Estimation of uncertainties in fault lateral positioning on 3D PSDM seismic image – example from the NW Australian shelf. In: *77th EAGE Conference and Exhibition 2015*. 1–4 June 2015, Madrid. Madrid: IFEMA; 2015, p. 1-5. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201412730>.
15. Polovnikov S.S., Tabrin V.L., Shabalin S.V. Kinematic processing of seismic data acquired in challenging seismic-and-geological environment. *Vesti gazovoj nauki*. 2018;3:315-321. (In Russ.). EDN: YVRBNZ.
16. Azhgaliev D.K., Isenov S.M., Karimov S.G. New opportunities for processing and interpreting seismic data in estimating the viability of local objects. *News of the Ural State Mining University*. 2019;1:48-59. (In Russ.). <https://doi.org/10.21440/2307-2091-2019-1-48-59>. EDN: AGLKRL.
17. Stepanov I.Yu., Dorn E.V., Stepanov Yu.A. Preparation of initial seismic data for modeling tectonic fault in coal body. *Mining informational and analytical bulletin (scientific and technical journal)*. 2024;5:5-16. (In Russ.). https://doi.org/10.25018/0236_1493_2024_5_0_5. EDN: JJLUON.
18. Protasov M.I., Sorokin A.S., Khusnitdinov R.R., Fagereva V.A. The influence of the seismic data processing workflow on the quality of scattering waves images. In: *Interjekspo GEO-Sibir'. XX Mezhdunarodnyj nauchnyj kongress. 15–17 May 2024, Novosibirsk: sb. materialov v 8 t. T. 2: Mezhdunarodnaja nauchnaja konferencija "Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravlenija i tehnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznyh iskopaemyh. Jekonomika. Geojekologija" = Interexpo GEO-Siberia. 20th International Scientific Congress, Novosibirsk, May, 15–17, 2024: collected materials in 8 volumes. Volume 2: International Scientific Conference "Subsoil Use. Mining. Directions and Technologies for Prospecting, Exploration and Development of Mineral Deposits. Economy. Geoecology"*. Novosibirsk: Siberian State University of Geosystems and Technologies; 2024, no. 4, p. 66-71. (In Russ.). <https://doi.org/10.33764/2618-981X-2024-2-4-66-71>.
19. Smirnov A.S., Vakhromeev A.G., Erokhin G.N., Dmitriev A.G. Brine-bearing reservoirs prediction based on seismic data in the south of the siberian craton. *Journal of geophysics*. 2023;2:93-101. (In Russ.). <https://doi.org/10.34926/geo.2023.18.86.011>. EDN: OBKGUT.



20. Petrochenko T.A., Zadoev A.Yu., Duchkov A.A., Mitrofanov G.M. Testing processing algorithms for seismic data from laboratory modeling. *Russian Journal of Geophysical Technologies*. 2022;2:107-117. (In Russ.). <https://doi.org/10.18303/2619-1563-2022-2-107>. EDN: GLFSKA.

Информация об авторах / Information about the authors



Онамун Дезире Люсьен Айемун,

аспирант,
институт «Сибирская школа геонаук»,
Иркутский национальный исследовательский технический университет,
г. Иркутск, Россия,

✉ donamoun@geo.istu.edu
<https://orcid.org/0009-0000-8323-3755>

Désiré Lucien Ayémoun Onamoun,

Postgraduate Student,
Siberian School of Geosciences,
Irkutsk National Research Technical University,
Irkutsk, Russia,

✉ donamoun@geo.istu.edu
<https://orcid.org/0009-0000-8323-3755>



Дмитриев Александр Георгиевич,

доктор геолого-минералогических наук, профессор,
профессор-консультант департамента геофизики,
институт «Сибирская школа геонаук»,
Иркутский национальный исследовательский технический университет,
г. Иркутск, Россия,

a.g.dmitriev@geo.istu.edu
<https://orcid.org/0000-0002-9178-1169>

Alexander G. Dmitriev,

Dr. Sci. (Geol. & Mineral.), Professor,
Consulting Professor of the Geophysics Department,
Siberian School of Geosciences,
Irkutsk National Research Technical University,
Irkutsk, Russia,

a.g.dmitriev@geo.istu.edu
<https://orcid.org/0000-0002-9178-1169>

Вклад авторов / Contribution of the authors

Д.Л.А. Онамун – проведение исследования, формальный анализ, написание черновика рукописи.

А.Г. Дмитриев – разработка концепции, разработка методологии, формальный анализ, написание рукописи – рецензирование и редактирование.

Désiré Lucien Ayémoun Onamoun – investigation, formal analysis, writing – original draft.

Alexander G. Dmitriev – conceptualization, methodology, formal analysis, writing – review & editing.

Конфликт интересов / Conflict of interests

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

The authors declare no conflict of interests.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

The final manuscript has been read and approved by all the co-authors.

Информация о статье / Information about the article

Статья поступила в редакцию 18.11.2024; одобрена после рецензирования 10.12.2024; принята к публикации 20.12.2024.

The article was submitted 18.11.2024; approved after reviewing 10.12.2024; accepted for publication 20.12.2024.