

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

Научная статья

УДК 551.37

EDN: JEDUPM

DOI: 10.21285/2686-9993-2025-48-1-88-100

Выявление турбидитовых коллекторов в бассейне Кот-д'Ивуар
и прогноз их характеристик на основе 3D-сейсморазведкиД.Л.А. Онамун^{a,✉}, А.Г. Дмитриев^b^{a,b}Иркутский национальный исследовательский технический университет, Иркутск, Россия

Резюме. Гвинейский залив, в частности осадочный бассейн Кот-д'Ивуара, в последние десятилетия является объектом интенсивных геолого-разведочных работ и крупных открытий месторождений углеводородов. Бассейн расположен в северной части Гвинейского залива, глубина воды составляет более 3000 м. В бассейне имеются идеальные условия для формирования углеводородной системы. Проведенное исследование касается блока RUS-CIV площадью 2600 км², из которых 1545 км² было покрыто 3D сейсмической съемкой. Целью проведенной работы являлась качественная оценка свойств турбидитных резервуаров в толщах верхнего мела. Доступный набор сейсмических данных представлял собой трехмерный сейсмический куб с данными временной миграции до суммирования и повторно обработанными данными глубинной миграции до суммирования, охватывающими основную область исследования. В процессе работы использовались программное обеспечение Kingdom SMT, а также карты атрибутов, наилучшим образом соответствующих обнаружению канала (относительный акустический импеданс и вторая производная его огибающей). Карта такого атрибута, как глинистый индикатор, помогла оценить содержание глинистых пород в каналах. Благодаря проведенной работе была продемонстрирована эффективность анализа сейсмических атрибутов для оптимизации прогнозирования и описания характеристик месторождений углеводородов. Интерпретация геологических событий на данном этапе носила качественный характер. В результате было рекомендовано обратить внимание на области, выявленные посредством кросс-плот-анализа, и углубить предварительный этап анализа путем проведения количественного исследования.

Ключевые слова: Гвинейский залив, осадочный бассейн Кот-д'Ивуар, сейсмические атрибуты, турбидитовые каналы, верхний мел, ловушка, резервуар

Для цитирования: Онамун Д.Л.А., Дмитриев А.Г. Выявление турбидитовых коллекторов в бассейне Кот-д'Ивуар и прогноз их характеристик на основе 3D-сейсморазведки // Науки о Земле и недропользование. 2025. Т. 48. № 1. С. 88–100. <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2025-48-1-88-100>. EDN: JEDUPM.

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

Original article

Identification of Côte d'Ivoire basin turbidite reservoirs
and their characteristics prediction based on 3D seismic surveyDésiré Lucien Ayémoun Onamoun^{a,✉}, Alexander G. Dmitriev^b^{a,b}Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia

Abstract. The Gulf of Guinea, and in particular the sedimentary basin of Côte d'Ivoire, has recently been the subject of intensive geological exploration and major discoveries of hydrocarbon deposits. The basin is located in the northern part of the Gulf of Guinea, with the water depth of over 3,000 m. The basin has ideal conditions for hydrocarbon system formation. The study deals with the RUS-CIV block with the area of 2,600 km², whereas 1,545 km² of which has been subjected to 3D seismic surveying. The purpose of the work is qualitative assessment of turbidite reservoir properties in the Upper Cretaceous strata. The available seismic dataset is presented as a three-dimensional seismic cube with prestack time migration data and reprocessed prestack deep migration data covering the main research area. The study uses Kingdom SMT software and attribute maps that best match the channel detection (relative acoustic impedance and the second derivative of its envelope). The shale indicator attribute map enabled estimation of the clay content in the channels. The work demonstrates the efficiency of seismic attribute analysis to optimize prediction and description of hydrocarbon de-

© Онамун Д.Л.А., Дмитриев А.Г., 2025



posit characteristics. The interpretation of geological events at this stage is qualitative. As a result, it is recommended to pay attention to the areas identified through the scatter plot analysis and to deepen the preliminary stage of analysis by conducting a quantitative study.

Keywords: Gulf of Guinea, Côte d'Ivoire sedimentary basin, seismic attributes, turbidite channels, Upper Cretaceous, trap, reservoir

For citation: Onamoun D.L.A., Dmitriev A.G. Identification of Côte d'Ivoire basin turbidite reservoirs and their characteristics prediction based on 3D seismic survey. *Earth sciences and subsoil use*. 2025;48(1):88-100. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2025-48-1-88-100>. EDN: JEDUPM.

Введение

Лицензионный участок (блок) RUS-CIV расположен в глубоководной зоне бассейна Кот-д'Ивуар в северной части Гвинейского залива с глубиной воды более 3000 м. Бассейн имеет идеальные условия для формирования активной углеводородной системы с оптимальной разработкой нефтематеринских пород (НП) и комплексов осадконакопления резервуаров. Подтвержденные крупные скопления показали, что в этом хорошо изученном бассейне в отложениях мелового периода на континентальной коре обнаружены значительные объемы углеводородов. Площадь исследованного блока составляет 2600 км², 1545 км² которой было покрыто 3D сейсмической съемкой. После открытия таких крупных месторождений, как Баобаб (2001 г., запасы нефти составляют 700 млн баррелей) и Джубили (2007 г., запасы нефти – 370 млн баррелей), а также ряда средних по запасам месторождений (Сафир, Пан, Балэн и др.), с приходом крупных мировых нефтяных компаний (Total С.І., «Лукойл» и др.), разведка в этом бассейне возросла в геометрической прогрессии.

Материалы и методы исследования

Современные представления о геологическом строении исследованного региона и его перспективности на месторождения углеводородов основаны на результатах высокоточных гравиметрических [1] высококачественных 3D сейсмических съемок [2, 3], а также масштабных буровых работ. Бассейн Кот-д'Ивуар развивался с момента открытия Атлантики с трансформным рифтингом, начавшимся в позднеюрском и раннемеловом периодах и завершившимся в конце альбского периода образованием океанической коры [4]. К наступлению позднеальбского и раннесеноманского периодов Бразилия и Западная Африка полностью распались, завершив основную фазу тектонического развития вдоль побережья Гвинейского залива [5]. Бассейн разви-

вался в области относительного тектонического покоя между зонами разломов Сен-Поль и Романше, что привело к образованию грабенов с отрывом и интенсивным обломочным заполнением. Широкая зона от шельфа до глубоководья была создана в большей части бассейна, она подкреплена мощной континентальной корой, постепенно истончающейся к переходу континентальной коры в океаническую. В западной части бассейн Кот-д'Ивуара имеет узкую зону от шельфа до глубоководья, которая характеризуется трансформным разломом и начальным развитием грабена, ориентированным субпараллельно современной береговой линии (рис. 1).

Переход континентальной коры в океаническую здесь также более резкий и виден на скорректированных по Буге гравитационных данных [1] в связи с тем, что лежащая под ним зона разлома Сен-Поль создает значительный гравитационный контраст между толстой, высокоплотной континентальной корой на севере и низкоплотной океанической корой непосредственно на юге.

По мере развития рифтинга через весь стратиграфический разрез, представленный древними аптскими озерными алевролитами и глинами, а также более молодыми среднеальбскими окраинно-морскими алевролитами и пелитами, формируются НП. Расширение бассейнов трансформной окраины Р прекратилось в конце альба и сопровождалось повсеместным отложением сеномано-туронских морских глинистых сланцев [7]. Район сформировал непрерывный бескислородный морской разрез, в котором образовалось несколько НП с высоким содержанием общего органического углерода, в период от позднего альба до турона [8].

Исходя из сейсмо-стратиграфической схемы [2], на временных мигрированных разрезах указанные образования проявляются в виде первого регионального отражающего горизонта A_1 , соответствующего кровле отложений нижнего альба, перекрывающего кру-

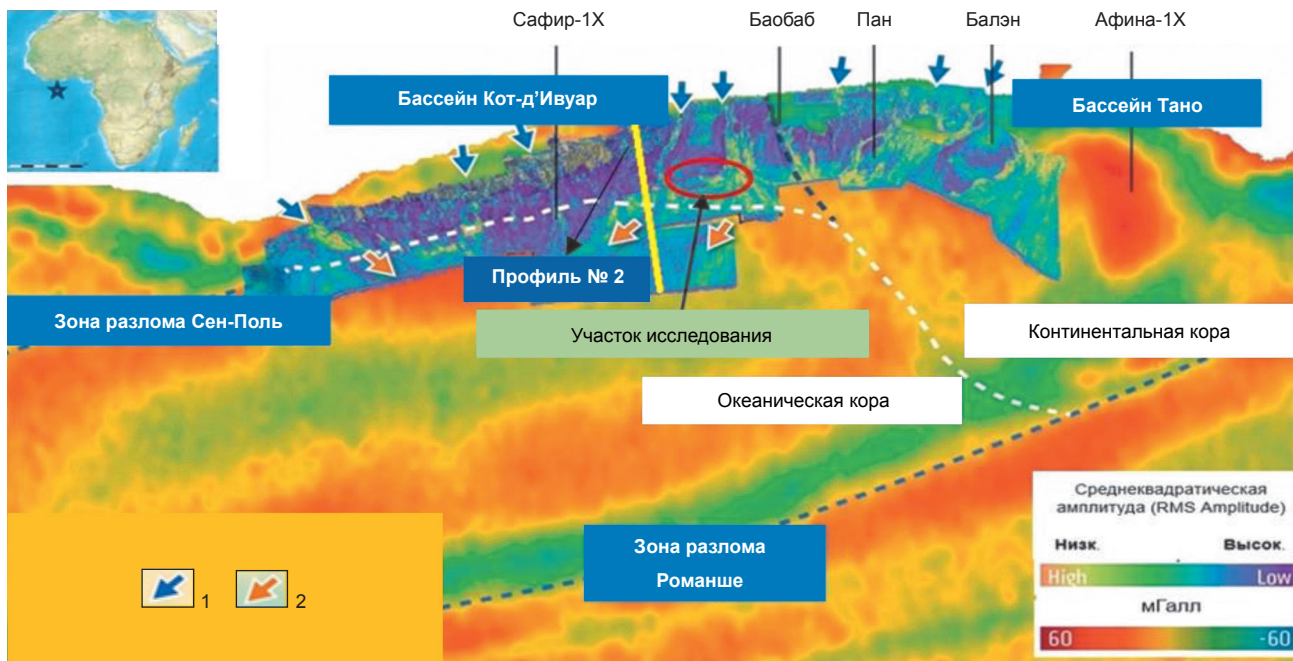


Рис. 1. Структурно-тектоническая схема и карта изоаномал силы тяжести в редукции Буге северной части Гвинейского залива с сейсмическим профилем № 2 (согласно источникам [2, 6] с изменениями авторов):

1 – точка входа осадка; 2 – система турбидитового канала и конуса выноса

Fig. 1. A structural-tectonic diagram and a gravity isoanomaly map in the Bouguer reduction of the northern part of the Gulf of Guinea with the seismic profile no. 2 (according to sources [2, 6] with authors' alterations):

1 – sediment entry point; 2 – turbidite channel and alluvial fan system

то падающие кулисообразные образования, которые можно отнести к отложениям аптского возраста. В прибрежной зоне аптские отложения залегают на образованиях конти-

нентальной, а в абиссальной – океанической коры (рис. 2).

В период сеномана началась поздняя стадия формирования пассивной континенталь-

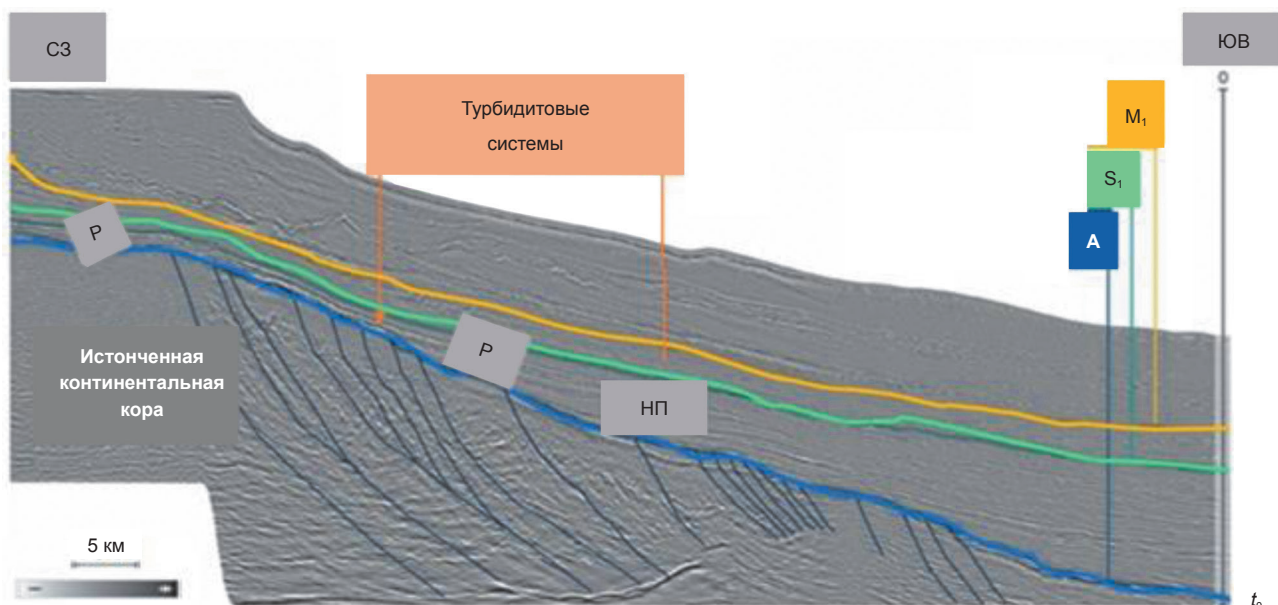


Рис. 2. Фрагмент временного разреза по профилю № 2 в центральной части бассейна Кот-д'Ивуар (согласно источнику [2] с изменениями авторов)

Fig. 2. A fragment of a time section along the profile no. 2 in the central part of the Côte d'Ivoire basin (according to the source [2] with authors' alterations)



ной окраины. Данная стадия была обусловлена охлаждением континентальных участков литосферы, что привело к погружению края Западно-Африканской плиты и формированию глубоководной Ивуарийской впадины. С погружением континентальной окраины и развитием океанического спрединга обстановка осадконакопления становилась все более океанической с увеличением доли пелагических отложений.

Верхнемеловая система наиболее полно представлена в районе и за пределами современного края шельфа. Из-за мощного обломочного слоя, обеспечивающего достаточное захоронение более мелких НП сеномана – турона, разрез в его кровле в сейсмическом волновом поле проявляется в виде отражающего горизонта S_1 (см. рис. 2). Эти материнские породы имеют смешанный нефтегазовый потенциал [8], дополняющие резервуары (P) из мелководного и глубоководного морского песчаника, отложенные в виде турбидитовых каналов и веерных систем.

Максимальное накопление гемипелагических и пелагических сланцев приходится на палеоцен и эоцен, при этом нижняя граница третичных отложений – верхняя граница маастрихтских отложений проявляется в виде регионального маркирующего отражающего горизонта M_1 , который прослеживается повсеместно. Этот период характеризовался значительным падением уровня моря, что привело к массивной эрозии шельфа и склонов, вследствие чего произошло региональное несогласие. Этап эрозии продолжается на протяжении большей части олигоцена [8].

Последующее миоценовое несогласие являлось еще более контрастным – оно было представлено в виде глубоких субпараллельных эрозионных каньонов, врезанных в континентальный склон на сотни метров. С точки зрения структурной геологии и литодинамического характера развития шельф окраины Кот-д'Ивуара является сравнительно узким с преобладанием шельфовой зоны шириной 30–40 км, что приводит к его быстрому покрытию дельтами и выносу грубозернистых осадков непосредственно на склон и подножие, а в некоторых случаях и в глубоководную часть бассейна.

В акватории Гвинейского залива имеют место как минимум три основные группы ловушек, перспективных на углеводороды: альбские структурные ловушки четырехстороннего

замыкания, маастрихтские стратиграфические ловушки в комплексе турбидитовых отложений и сантон-туронские глубоководные стратиграфические турбидитовые резервуары. В блоке RUS-CIV наиболее перспективными являются маастрихтские и туронские стратиграфические ловушки, похожие на гигантское месторождение Джубили в Гане, связанные с накоплением неоднородных турбидитовых отложений.

Турбидитовые коллекторы представляют собой потенциально выгодные в экономическом плане объекты для разведки углеводородов, и их изучение поможет в разведке огромных объемов нефти и газа в будущем, особенно для Западной Африки с учетом недавно открытых месторождений в Гане и Кот-д'Ивуаре. Лучшим способом описания каналов и русловых систем являются карты сейсмических атрибутов, поскольку их гораздо легче интерпретировать, чем стандартные сейсмические данные¹. Турбидитовые резервуары в рифтовых и пассивных окраинных установках атлантических осадочных бассейнов, расположенных в Кот-д'Ивуаре, представляют собой потенциальные экономические единицы для разведки углеводородов.

Понимание переноса осадков и условий осадконакопления имеет важное значение для эффективного управления резервуаром. Геоморфологические особенности, такие как каналы, подводные каньоны и различные типы намывов и врезов, имеют важное значение. Детальное изучение подобных структур турбидитовых каналов дает ценную информацию и помогает в определении целей разведки [9].

Для оценки свойств турбидитовых резервуаров использовались имеющиеся трехмерные сейсмические данные, а также соответствующие карты сейсмических атрибутов. Сейсмические атрибуты – это производные показатели из сейсмических данных, которые помогают охарактеризовать геологические особенности подземных пород и улучшить интерпретацию подземных структур [10]. Задачи атрибутного анализа делятся на структурные (наклоны, азимуты, нарушения сплошности) и вещественные (литология, фация, флюидонасыщенность). Объектами атрибутного анализа являются осадочные комплексы, пласты, сейсмоотражающие горизонты, залежи и коллекторы нефти и газа. Атрибутный анализ может быть как количественным, так и каче-



ственным. Начиная с 1970-х гг. сейсмические атрибуты прошли путь от нескольких простых измерений амплитуды, частоты и фазы вейвлета до обширного набора, способного измерять не только свойства вейвлета, но и их контекст в трехмерном сейсмическом объеме. Сейсмические атрибуты являются мощным инструментом интерпретации, который позволяет сегментировать данные и улучшать геологические модели [11].

Атрибуты являются лучшими инструментами для выделения интересующей сейсмической характеристики. Полученные из амплитуды, они используются для улучшения структурного изображения недр и предоставления более подробной информации о физических свойствах, таких как акустическая жесткость и скорость. Атрибуты фазы относятся к стратиграфии, раскрывая непрерывность в дополнение к конфигурациям отражателя. Атрибуты, полученные из частоты, достаточны для предоставления оценки резервуара, полезны в стратиграфических событиях, обнаружении разломов и в качестве прямых индикаторов углеводородов. Огибающая, как и интенсивность, отражают явления ярких пятен, что свидетельствует о наличии углеводородов [12]. Добавление 3D сейсмических данных имеет важное значение для преодоления неопределенностей в масштабах различных наборов данных в турбидитовых системах [13].

Доступный набор сейсмических данных представляет собой 3D сейсмический куб с временной миграцией до суммирования (PSTM, *от англ.*: Pre-Stack Time Migration), с последующей глубинной миграцией до суммирования (PSDM, *от англ.*: Pre-Stack Depth Migration), охватывающей основную территорию исследования. Основной целью повторной обработки являлось получение надежного сигнала о толще верхнего мела, позволяющего охарактеризовать русловые системы. Входными данными были амплитуды, а используемым программным обеспечением – пакет Kingdom SMT. Для того чтобы получить соответствующую геологическую и литологическую информацию при обнаружении русловых систем и стратиграфических ловушек в пределах блока RUS-CIV, использовались карты сейсмических атрибутов, полученные из набора сейсмических данных.

Стратиграфическая ловушка верхнего мела в турбидитных каналах является перспективным объектом. Крупный (2500 км²)

глубоководный конус выступа был активным на участке изучаемой площади в верхнем меловом периоде, в результате чего осадочный разрез верхнего мела содержит большое количество канализованных турбидитных песчаных пластов. Каналы имеют разную ширину (100–200 м) и характеризуются различной степенью извилистости. Ожидается, что каналы содержат турбидитные песчаные пласты хорошего качества. Аналогичные комплексы извилистых заполненных каналов во всех других местах мира обычно имеют соотношение эффективных и общих толщин до 80 % включительно и обладают пористостью диапазоном 25–30 %. Перспективным объектом считается область, связанная с потенциальным скоплением каналов, которая достаточно четко оконтурена для того, чтобы проводить целенаправленное бурение. Затем стоит обратить внимание на литологический состав и свойства, чтобы обнаружить области вероятного скопления углеводородов. После обнаружения каналов определяются их литологический состав и свойства, чтобы обнаружить участки, где вероятнее всего находятся залежи углеводородов. Для этого анализа использовались различные сейсмические атрибуты, которые дали обнадеживающие результаты, касающиеся турбидитовых систем.

Результаты исследования и их обсуждение

Данное исследование по большей части было основано на статистических свойствах пластов и характеристик резервуаров в верхнемеловых турбидитовых каналах для понимания их пространственного расположения. Сейсмические атрибуты описывают определенные свойства и используются для выбора геологических событий, они должны иметь уникальное, полезное и существенное значение, чтобы была возможность настраивать их на поиск конкретной цели. Такими атрибутами являлись относительный акустический импеданс (ОАИ) и вторая производная его огибающей. Карта атрибута глинистого индикатора помогла оценить содержание глины в каналах. Карты атрибутов ОАИ и второй производной огибающей позволили выявить многие каналы и отобразить основные литологические особенности на карте. По глинистому индикатору каналы наблюдались частично.

Акустический импеданс (произведение интервальной скорости на плотность) является



одним из важнейших свойств горных пород, которые можно извлечь с помощью инверсии из традиционных данных сейсморазведки – карт отражающих горизонтов (рис. 3, а). ОАИ пласта лучше отображает каналы. Цветовая шкала также влияет на обнаружение каналов, что может привести к ошибкам. Другими словами, если использование атрибута не позволяет обнаруживать каналы сразу, это не означает, что их не существует. Прежде чем сделать подобный вывод, важно изменить цветовую шкалу. На этом уровне вероятность человеческой ошибки относительно высока, поэтому следует проявлять большую осторожность. Ошибки интерпретации также могут возникать из-за низкого качества полевых данных или их обработки, что может в той или иной степени маскировать или модифицировать цели¹ [14].

В коллекторе акустический импеданс обратно пропорционален пористости, поскольку

повышенная пористость снижает плотность породы и обычно снижает скорость продольных волн [15]. Если в поровом флюиде вода или нефть замещаются газом, плотность и скорость продольных волн резко снижаются. В результате скорость продольных волн и акустический импеданс служат прямыми индикаторами углеводородов [16].

На карте атрибута ОАИ (рис. 3, б) показан контраст кажущегося акустического импеданса в ограниченной полосе, что дает представление о пористости, поверхностях несогласия, неоднородностях и указывает на возможные высококонтрастные границы. ОАИ отображает видимый акустический контраст, несогласия и неоднородность, он связан с пористостью или содержанием жидкости. Вторая производная огибающей (рис. 3, с) позволяет измерить резкость пика и отображает все пики огибающей. По данной причине этот мгновенный атрибут очень хорошо помогает отобразить недра и

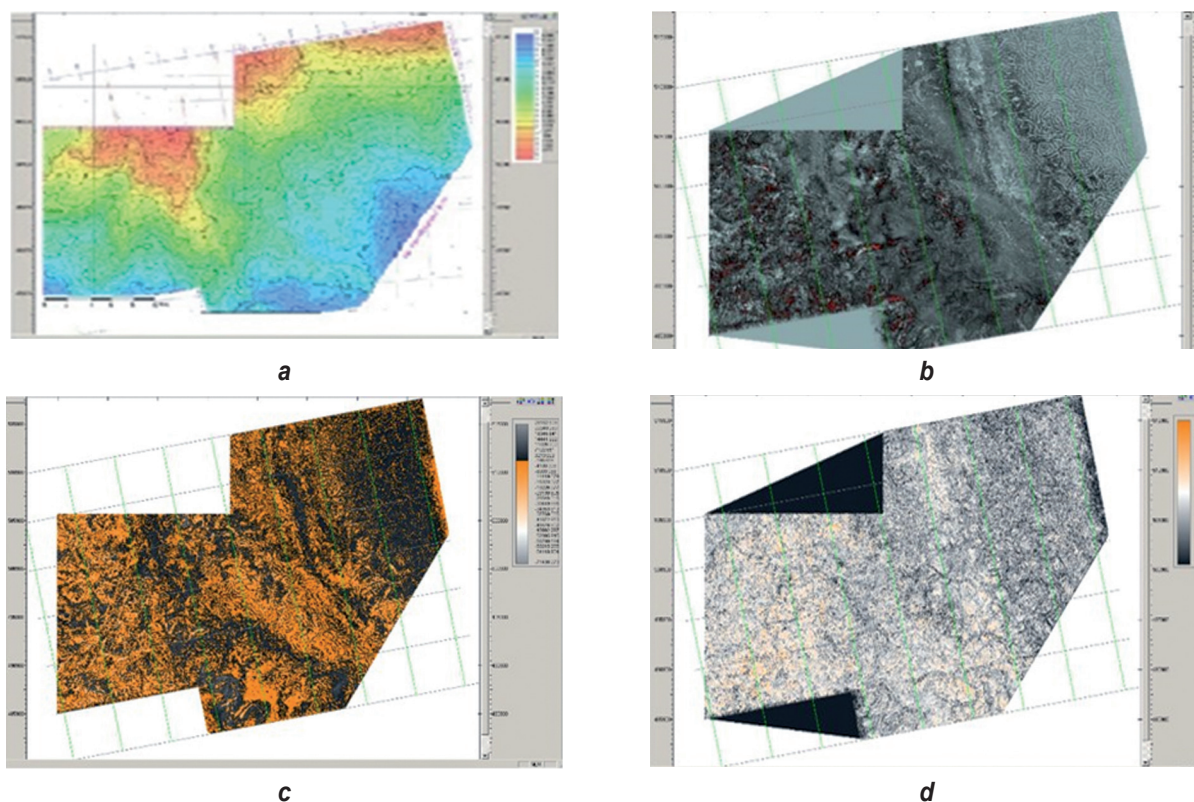


Рис. 3. Распределение атрибутов для систем каналов по горизонту M_1 :

а – карта изоглубин верхнемаастрихтского горизонта; б – относительный акустический импеданс;
с – вторая производная огибающей; д – глинистый индикатор

Fig. 3. Attribute distribution for channel systems along the M_1 horizon:

а – map of isodepths of the Upper Maastrichtian horizon; б – relative acoustic impedance;
с – second derivative of the envelope; д – shale indicator

¹ Achyuta A.M., Soumyajit M. Atlas of structural geological interpretation from seismic images. New York: John Wiley & Sons Ltd., 2018. 48 p.



определить все границы отражения, обнаруживаемые в пределах сейсмической полосы пропускания. Вторая производная огибающей часто относится к литологии и условиям осадконакопления [17]. Глинистый индикатор отображает вариации распространения глинистых пород (рис. 3, d).

Использованные сейсмические атрибуты позволили выявить основные каналы. Детальное рассмотрение канализированной системы (рис. 4) позволило отметить некоторые ее особенности. В северо-восточном углу участка геологические события становятся более четкими, канализированная система лучше отображается и появляется третья ветвь. Для детального анализа истории формирования каналов и определения их перспективности исследуемая область была разделена на две зоны (см. рис. 4, a). Предполагалось, что первая зона старше второй, так как связь между ними отсутствует, поэтому можно считать, что обе зоны не были активны в один и тот же момент. Вероятно, в период активности первой

зоны вторая не существовала и появилась несколько позже (после консервации первой). Второе важное замечание – появление третьего канала (синий цвет), которого нет в волновом поле верхнего маастрихта. Это можно объяснить тем, что данный канал возник примерно на 100 мс глубже верхнего маастрихта.

Для оценки истории формирования каналов использовался атрибут объема, рассчитанный с помощью программы Calculator-VatMav, алгоритм которой подразумевает использование данных с сохранением амплитуд. Он реализуется путем расчета суммы квадратов амплитуд сигналов по сейсмотрассе в определенном окне с последующим отношением суммарных значений к определенному промежуточному отражающему горизонту. Основной целью использования указанного атрибута являлось выявление интервала, в котором можно было получить геометрические характеристики каналов и оценить маршруты их формирования. Для достижения указанной цели был выбран интервал в 100 мс

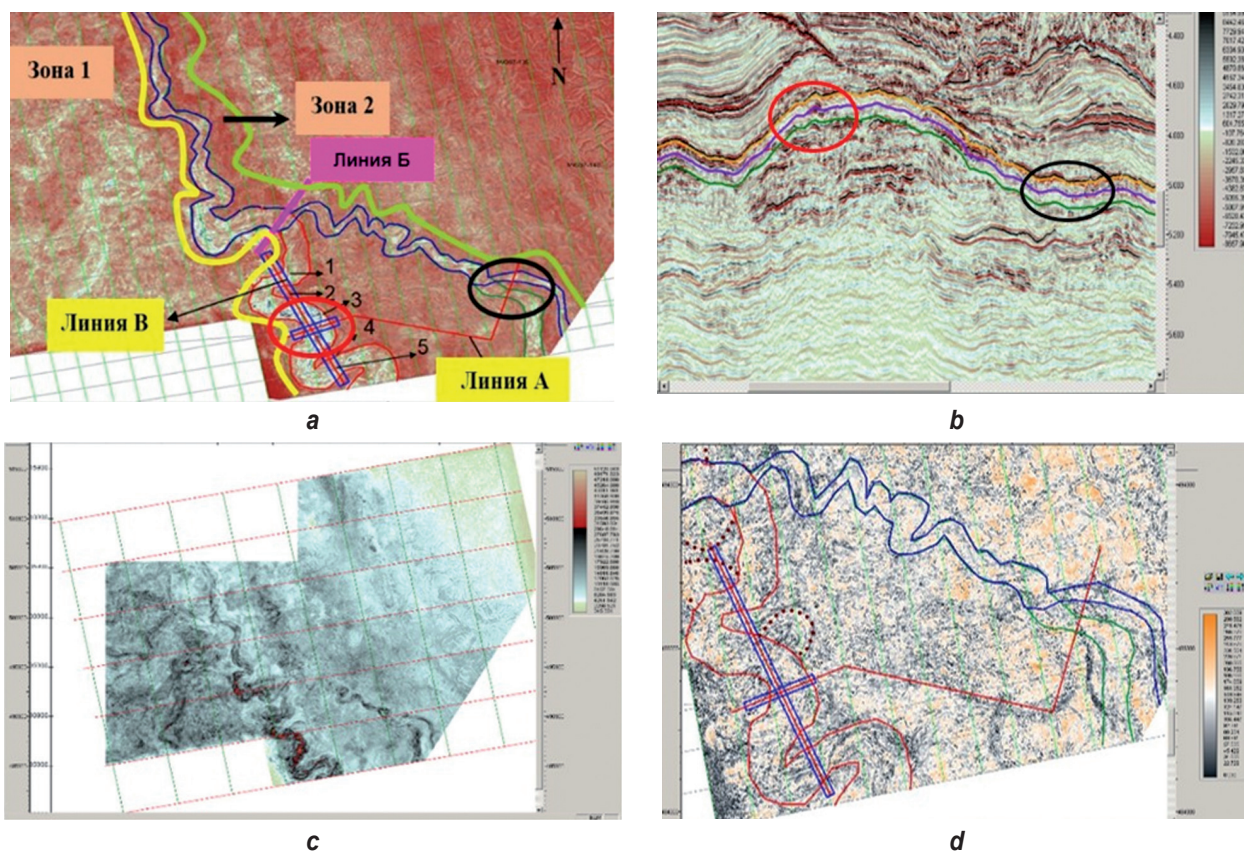


Рис. 4. Оценка истории формирования каналов с помощью интервального атрибута объема:
a – схема расположения интерпретационных профилей; b – временной разрез по линии А с целевыми горизонтами; c – карта относительного акустического импеданса; d – карта глинистого индикатора

Fig. 4. Evaluation of channel formation history using interval volume attribute
a – interpretation profile layout; b – time section along the line A with target horizons;
c – relative acoustic impedance map; d – shale indicator map



вниз от отражающего горизонта M_7 . Верхний маастрихт на рис. 4, *b* выделен желтым, интервал маастрихт+100 – зеленым цветом, между ними находится горизонт фиолетового цвета с рассчитанным атрибутом.

Исследование было сосредоточено на второй зоне. На рис. 4, *a*, видно, что канализованная система может быть разделена на три части, обозначенные разными цветами (синий, красный и зеленый). Перед линией Б все эти три цвета наложены друг на друга. Нижняя линия обозначена красным цветом, средняя – зеленым, а верхняя – синим.

Каждый канал (соответствующего цвета) основан на таких двух факторах, как размер (ширина) и состав отложений. Что касается первого фактора (см. рис. 4, *c*), он показывает, что размер каждой части меняется вместе с цветом. Например, средний размер красного канала составляет около 1150–1300 м, в то время как зеленый варьируется от 850 до 1100 м, синий же канал имеет значения, включающие интервал 450–500 м. Благодаря этому факту можно обнаружить связь между этими размерами и образованием каждого канала.

Для изучения содержания осадка использовался атрибут глинистого индикатора (см. рис. 4, *d*). Анализ указанного атрибута показывает, что каналы в основном песчаные. Это предположение подтверждается тем фактом, что чем серее цвет в канале, тем меньше этот канал должен содержать глины. Белый цвет представляет среднее значение глинистости, а чем больше оранжевого цвета, тем выше глинистость. Таким образом, по этому наблюдению среднее значение глинистости состав-

ляет около 75 % по сравнению с 25 % для песка, если рассматривать все каналы в целом.

Сравнение двух факторов позволяет подтвердить, что все каналы были активны в один и тот же период, при этом существовала система распределительного канала. Это означает, что есть главный канал (канал-ствол), который формируется путем суперпозиции трех цветов (красного, зеленого и синего) и их локализации перед линией Б (см. рис. 4, *a*) с продолжением в красном направлении, затем есть два ответвления, показанные синим и зеленым каналами. Разница в размерах между зеленым и синим каналами подтверждает тот факт, что зеленый старше синего. Описанные выше различные ответвления могли быть образованы многими капризами природы, такими как высокий градиент и скорость потока, а также характер изменения свойств и мощности отложений.

Фрагментирование временного разреза (красный и черный овалы на рис. 4, *b*) помогает понять внутреннюю структуру каналов в западной части линии А. Рассматривая два интервала временного разреза (рис. 5), можно заметить, что они представлены высокоамплитудными отражателями. Внутренняя часть каналов представлена положительной формой палеорельефа, а внешняя (намыв) – отрицательной.

Указанный тезис подтверждается данными, показанными на рис. 5, *b*, но, с другой стороны, на рис. 5, *a* продемонстрировано глобальное чередование положительной и отрицательной формы в той же внутренней части канала. В связи с этим наблюдением было

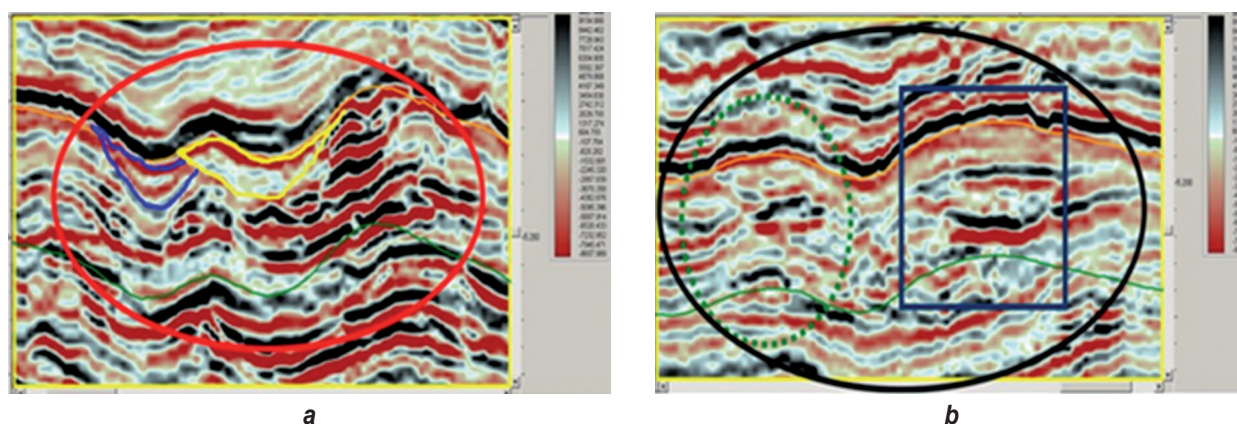


Рис. 5. Детализация строения турбидитовых каналов по профилю А:

a – фрагментированное изображение красного канала;

b – фрагментированное изображение зеленого и синего каналов

Fig. 5. Detailed structure of turbidite channels along the profile A:

a – fragmented image of the red channel;

b – fragmented image of the green and blue channels



уделено большое внимание явлению, которое могло создать этот факт. Для этого путем интерполяции была синтезирована произвольная линия В, которая пересекала линию А в интересующей нас области (см. рис. 4, а). По этой линии на временном сейсмическом разрезе В были выбраны 5 интервалов с различными формами палеорельефа (рис. 6).

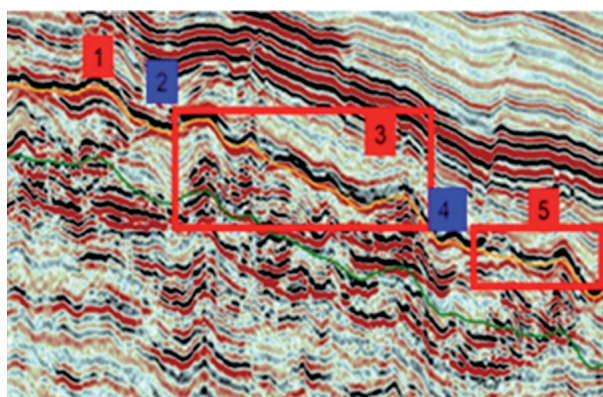
Было замечено, что во внутренней части канала положительная и отрицательная формы представляют намыв. То же самое наблюдение было сделано в контурах прямоугольника 3, который характеризуется чередованием положительных и отрицательных форм палеорельефа. Важный аспект этого наблюдения заключается в том, что внутренняя часть каналов в основном представлена высокоамплитудным отражателем. Важно также отметить, что эта наблюдаемая часть (В) увеличивается на 10 км в длину и более чем на 1,4 км в ширину. С этим значением можно сказать, что рассматриваемый канал простирается на большое расстояние. Сбор наблюдений привел к выдвижению следующей гипотезы:

- высокоамплитудный отражатель и положительная форма в русле относятся к песку;
- отрицательная форма и низкая амплитуда на сейсмике соответствуют намывам и говорят о преобладании глин;
- чередование отрицательной и положительной формы в русле можно объяснить тем фактом, что в одной и той же долине находится более одного русла.

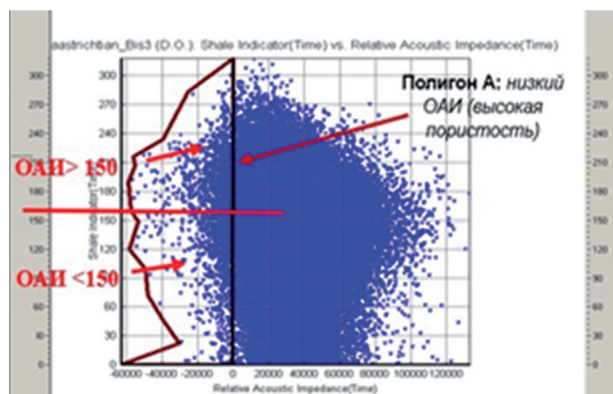
Например, экстраполяция главной реки может создать в долине несколько небольших ответвлений, которые можно назвать вторичными реками. Эта или вторичные реки могут быть причиной наблюдаемого чередования. На рис. 5, а сделана попытка продемонстрировать ситуацию в этом русле. Если внимательно посмотреть на сейсмические данные, можно увидеть первое русло (предположительно реку) синего цвета, через которое перекинута желтая река, и именно это объединение разных русел в одном большом могло создать наблюдаемое чередование.

Изучая взаимосвязь между показателем глинистости и ОАИ, можно получить представление о пористости песчаных тел. Совместный анализ рис. 4, с, d показывает преобладание песчаных тел по сравнению с глинистыми телами внутри каналов.

Чтобы проверить значимость глинистого индикатора и ОАИ для коллекторских свойств каналов, было тщательно проанализировано распределение ОАИ и глинистого индикатора по интересующим областям. Глинистый индикатор указывает на преобладание песчаных или глинисто-песчаных смешанных фаций на участках русла (см. рис. 4, d). Каналы верхнего мела демонстрируют в основном высокие значения ОАИ в частях меандров, тогда как остальные имеют значения от средних до высоких (см. рис. 4, а). Кросс-плот (см. рис. 5, d) подчеркивает взаимозависимость между глинистым индикатором и ОАИ. Фация высокой пористости в полигоне А с низким ОАИ покрывает



a



b

Рис. 6. Детализация интервала области пересечения линий А и В:

а – временной разрез по линии В;

б – кросс-плот: глинистый индикатор / относительный акустический импеданс

1, 5 – положительная форма; 2, 4 – отрицательная форма; 3 – область пересечения линий А и В

Fig. 6. Detailed interval of lines A and B intersection

a – time section along the line B; b – scatter plot: shale indicator / relative acoustic impedance

1, 5 – positive shape; 2, 4 – negative shape; 3 – intersection area of lines A and B



вает примерно 1/3 каналов, тогда как 2/3 имеют высокий ОАИ. На рис. 4, а заметны песчаные участки (коричневые части) при переходе от прямой формы русла к извилистой, а также на извилистых участках вдоль предполагаемого тальвега русла. Оба явления можно объяснить изменениями в энергетическом режиме: скоростью потока и его пропускной способностью [18] (более крупные зерна отлагались вблизи изменения наклона, что указывает на смену наклона вниз на меандры). Энергия и способность потока снизились, что привело к отложению песка. Более грубый материал также, вероятно, откладывается вблизи тальвега и подрезанного склона, тогда как мелкие осадочные частицы оставались в намывах. Общее перераспределение глины и низкий ОАИ показаны на полигоне А (см. рис. 5, d), где красной линией отмечено среднее значение глинистых пород, составляющее 150. Если значение глинистого индикатора выше 150, над песком преобладает глина. Если оно ниже 150, то наблюдается преобладание песка над глиной.

Полученные результаты и интерпретация нуждаются в дальнейшем подтверждении трехмерной диаграммой распределения территории и данными, полученными в результате каротажа и анализа керна [19]. Разработаны новые методы, которые могут помочь оптимизировать работу резервуаров (например, сравнение сейсмических и скважинных данных для количественного прогнозирования эффективных толщин коллекторов с использованием алгоритмов машинного обучения) [20]. Также можно применить новый метод обнаружения сейсмических геологических каналов для набора 3D сейсмических данных на основе многотрассовой вариационной модовой декомпозиции. Благодаря применению указанного метода происходит разложение широкополосных сейсмических данных на несколько внутренних модовых функций, затем вычисляются сейсмические атрибуты из каждого компонента для

анализа геологических особенностей. Использование данного метода демонстрирует силу в изображении подробных краев и осадочных сигнатур палеоканалов [21]. Кроме того, несмотря на качество коллектора, необходимо определить дополнительные параметры, чтобы сделать исследуемый район перспективным в отношении месторождений углеводородов. Такими параметрами являются НП, крышка, ловушка, степень зрелости углеводородов и рентабельность (в зависимости от размера перспективного объекта).

Заключение

Проведенное исследование благодаря своей актуальности позволило показать эффективность анализа сейсмических атрибутов для оптимизации прогноза и описания характеристик залежей углеводородов. Благодаря использованию доступного набора сейсмических данных были локализованы русловые системы, а затем изучены их литологический состав и свойства, способствующие обнаружению областей вероятного скопления углеводородов. Наблюдение и интерпретация геологических событий на данном этапе изучения носят качественный характер. Основная идея распределения потенциальных коллекторов может быть выработана путем анализа кросс-плота, а области с хорошими коллекторскими свойствами могут быть предложены в качестве объекта бурения с целью уточнения количественных показателей.

Поэтому 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 реальное представление о приуроченности углеводородов. Например, настоятельно рекомендуется провести геофизические исследования скважин и анализ керна.

Список источников

1. 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>.
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. 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.
4. 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.



5. Antobreh A.A., Faleide J.I., Tsikala F., Planke S. Rift-shear architecture and tectonic development of the Ghana margin deduced from multichannel seismic reflection and potential field data // *Marine and Petroleum Geology*. 2009. Vol. 26. Iss. 3. P. 345–368. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2008.04.005>.
6. Burrell A., Polyayeva E., Sie G., Essoh S. Go west: deepwater prospectivity in the Côte d'Ivoire basin // *GEO ExPro*. 2022. Iss. 5. P. 34–36. Режим доступа: https://www.tgs.com/hubfs/Technical%20Library/Technical%20Library%20Files/geoexpro_burrell_et_al_sept_cdi.pdf (дата обращения: 30 января 2025).
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. № 12. P. 2051–2063.
9. Appiah M.K., Danuor S.K., Bedu-Addo S., Bienibuor A.K. Turbidite dynamics and hydrocarbon reservoir formation in the Tano Basin: a coastal West African perspective // *International Journal of Geosciences*. 2024. Vol. 15. Iss. 2. P. 137–161. <https://doi.org/10.4236/ijg.2024.152010>.
10. Roncoroni G., Forte E., Pipan M. Deep attributes: innovative LSTM-based seismic attributes // *Geophysical Journal International*. 2024. Vol. 237. Iss. 1. P. 378–388. <https://doi.org/10.1093/gji/ggae053>.
11. Dewett D.T., Pigott J.D., Marfurt K.J. A review of seismic attribute taxonomies, discussion of their historical use, and the presentation of a seismic attribute communication framework using data analysis concepts // *Interpretation*. 2021. Vol. 9. Iss. 3. P. B39–B64. <https://doi.org/10.1190/int-2020-0222.1>.
12. Yousifa F.H., Aziza B.Q., Babana E.N. Oil reservoir detection using volume attributes in chiasurkh area, kurdistan region, Iraq // *Science Journal of the University of Zakho*. 2022. Vol. 10. Iss. 4. P. 163–168. <https://doi.org/10.25271/sjuoz.2022.10.4.962>.
13. Bouma A.H., Normark W.R., Barnes N.E. COMFAN: Needs and initial results // *Submarine fans and related turbidite systems* / eds A.H. Bouma, W.R. Normark, N.E. Barnes. New York: Springer-Verlag, 1985. P. 7–11.
14. Surachman L.M., Abdullaheem A., Al-Shuhail A., Sanlinn I.K. Acoustic impedance prediction based on extended seismic attributes using multilayer perceptron, random forest, and extra tree regressor algorithms // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2024. Vol. 14. Iss. 7. P. 1–9. <https://doi.org/10.1007/s13202-024-01795-7>.
15. Bacon M., Simm R., Renshaw T. 3-D seismic interpretation. Cambridge: Cambridge University Press, 2003. 206 p.
16. Liner C.L. Elements of 3D seismology. Tulsa, Oklahoma: PennWell, 1999. 438 p.
17. Aguiar L.F., Freire A.F.M., Santos L.A., Dominguez A.C.F., Neves E.H.P., Silva C.G., et al. Analysis of seismic attributes to recognize bottom simulating reflectors in the Foz do Amazonas basin, Northern Brazil // 16th International Congress of the Brazilian Geophysical Society (Rio de Janeiro, 19–22 August 2019). Rio de Janeiro: Universidade Federal Fluminense, 2019. <https://doi.org/10.22564/16cisbgf2019.039>.
18. Hjulstrøm F. Transportation of detritus by moving water // *Recent marine sediments* / ed. P.D. Trask. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 1939. P. 5–31.
19. Sunday James A., Kenneth Olayinka O. Seismic attribute analysis and 3D model-based approach to reservoir characterization of “KO” field, Niger Delta // *Iranian Journal of Oil & Gas Science and Technology*. 2020. Vol. 9. Iss. 4. P. 1–28. <http://doi.org/10.22050/ijogst.2020.232984.1550>.
20. Заклучнов И.С., Путилов И.С., Селетков И.А. Разработка нового способа расширенного сопоставления сейсмических атрибутов и данных ГИС для прогноза коллекторов на Таныпском месторождении нефти // *Геофизика*. 2020. № 5. С. 13–19. EDN: BZLJBX.
21. Leng J., Yu Z., Wu C. Enhanced discrimination of seismic geological channels based on multi-trace variational mode decomposition // *Applied Sciences*. 2022. Vol. 12. Iss. 11. P. 5416. <https://doi.org/10.3390/app12115416>.

References

1. 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>.
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. 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.
4. 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.
5. Antobreh A.A., Faleide J.I., Tsikala F., Planke S. Rift-shear architecture and tectonic development of the Ghana margin deduced from multichannel seismic reflection and potential field data. *Marine and Petroleum Geology*. 2009;26(3):345–368. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2008.04.005>.
6. Burrell A., Polyayeva E., Sie G., Essoh S. Go west: deepwater prospectivity in the Côte d'Ivoire basin. *GEO ExPro*. 2022;5:34–36. Available from: https://www.tgs.com/hubfs/Technical%20Library/Technical%20Library%20Files/geoexpro_burrell_et_al_sept_cdi.pdf [Accessed 30th January 2025].
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. Appiah M.K., Danuor S.K., Bedu-Addo S., Bienibuor A.K. Turbidite dynamics and hydrocarbon reservoir formation in the Tano Basin: a coastal West African perspective. *International Journal of Geosciences*. 2024;15(2):137-161. <https://doi.org/10.4236/ijg.2024.152010>.
10. Roncoroni G., Forte E., Pipan M. Deep attributes: innovative LSTM-based seismic attributes. *Geophysical Journal International*. 2024;237(1):378-388. <https://doi.org/10.1093/gji/ggae053>.
11. Dewett D.T., Pigott J.D., Marfurt K.J. A review of seismic attribute taxonomies, discussion of their historical use, and the presentation of a seismic attribute communication framework using data analysis concepts. *Interpretation*. 2021;9(3):B39-B64. <https://doi.org/10.1190/int-2020-0222.1>.
12. Yousifa F.H., Aziza B.Q., Babana E.N. Oil reservoir detection using volume attributes in chiasurkh area, kurdistan region, Iraq. *Science Journal of the University of Zakho*. 2022;10(4):163-168. <https://doi.org/10.25271/sjuoz.2022.10.4.962>.
13. Bouma A.H., Normark W.R., Barnes N.E. COMFAN: Needs and initial results. In: Bouma A.H., Normark W.R., Barnes N.E. (eds). *Submarine fans and related turbidite systems*. New York: Springer-Verlag; 1985, p. 7-11.
14. Surachman L.M., Abdurraheem A., Al-Shuhail A., Sanlinn I.K. Acoustic impedance prediction based on extended seismic attributes using multilayer perceptron, random forest, and extra tree regressor algorithms. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2024;14(7):1-9. <https://doi.org/10.1007/s13202-024-01795-7>.
15. Bacon M., Simm R., Renshaw T. *3-D seismic interpretation*. Cambridge: Cambridge University Press; 2003, 206 p.
16. Liner C.L. *Elements of 3D seismology*. Tulsa, Oklahoma: PennWell, 1999, 438 p.
17. Aguiar L.F., Freire A.F.M., Santos L.A., Dominguez A.C.F., Neves E.H.P., Silva C.G., et al. Analysis of seismic attributes to recognize bottom simulating reflectors in the Foz do Amazonas basin, Northern Brazil. In: *16th International Congress of the Brazilian Geophysical Society*. 19–22 August 2019, Rio de Janeiro. Rio de Janeiro: Universidade Federal Fluminense; 2019. <https://doi.org/10.22564/16cisbgf2019.039>.
18. Hjulstrøm F. Transportation of detritus by moving water. In: Trask P.D. (ed.). *Recent marine sediments*. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists; 1939, p. 5-31.
19. Sunday James A., Kenneth Olayinka O. Seismic attribute analysis and 3D model-based approach to reservoir characterization of "KO" field, Niger Delta. *Iranian Journal of Oil & Gas Science and Technology*. 2020;9(4):1-28. <http://doi.org/10.22050/ijogst.2020.232984.1550>.
20. Zaklyuchnov I.S., Putilov I.S., Seletkov I.A. Development a new method of seismic attributes and well data comparison for quantitative prediction of reservoir (Tanypskoe Oilfield). *Journal of Geophysics*. 2020;5:13-19. (In Russ.). EDN: BZLJBX.
21. Leng J., Yu Z., Wu C. Enhanced discrimination of seismic geological channels based on multi-trace variational mode decomposition. *Applied Sciences*. 2022;12(11):5416. <https://doi.org/10.3390/app12115416>.

Information about the authors / Информация об авторах



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, редактирование рукописи.

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

Alexander G. Dmitriev – conceptualization, methodology, formal analysis, writing – 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 05.02.2025; одобрена после рецензирования 14.02.2025; принята к публикации 25.02.2025.

The article was submitted 05.02.2025; approved after reviewing 14.02.2025; accepted for publication 25.02.2025.