

Дико Мухамаду Б.Б., Щеколдин Р.А.

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия,
mohameddicko271@gmail.com, Schekoldin_RA@pers.spmi.ru

Дмитриева Т.В., Шапиро А.И.

АО «ВНИГРИ-Геологоразведка», Санкт-Петербург, Россия, dmitrievatv_ds@mail.ru

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ И МОДЕЛЬ ФОРМИРОВАНИЯ БИТУМОИДОВ В РАЙОНЕ ФРЕСКО ЗАПАДНОГО СЕКТОРА БАСЕЙНА КОТ-Д'ИВУАР

Излагаются модель формирования битумоидов и оценка перспектив нефтегазоносности верхнемеловых – кайнозойских отложений региона Фреско (осадочный бассейн Кот-д'Ивуар, Западная Африка) на основе данных геологических и геохимических исследований. Показано, что в районе Фреско отсутствуют термобарические условия для генерации углеводородов. Установлено, что битумоиды образовались при термической деструкции органического вещества к западу от района Фреско, который имеет значительную мощность осадочного чехла. Битумоиды возникли вследствие десорбции, первичной миграции и аккумуляции углеводородов в районе Фреско.

Ключевые слова: *геологические и геохимические исследования, перспективы нефтегазоносности, верхнемеловые-кайнозойские отложения, модель формирования битумоидов, район Фреско, осадочный бассейн Кот-д'Ивуар, Западная Африка.*

Введение

Нефтегазоносный бассейн (НГБ) Республики Кот-д'Ивуар - один из значимых объектов, перспективных на углеводороды (УВ), в северном секторе Гвинейского залива. Восточный и центральный секторы бассейна хорошо изучены, и там открыт ряд месторождений УВ, связанных с верхнемеловыми-кайнозойскими отложениями [Дико Мухамаду, Щеколдин, Дмитриева, 2019]. В западном секторе до сих пор степень разведанности и научной оценки особенностей нефтегазообразования и перспектив нефтегазоносности верхнемеловых - кайнозойских отложений остается низкой.

Для снижения геологических рисков и успешного осуществления дальнейших поисково-разведочных работ в этом регионе требуются комплексный анализ полученных результатов, проведение дополнительных научных исследований, обеспечивающих освоение нефтегазовых ресурсов в ближайшей перспективе. Поэтому изучение геологического строения и истории развития региона, степени катагенеза органического вещества (ОВ), геологических условий и построение модели формирования битумоидов в районе Фреско с применением современных геохимических методов явилось необходимой и актуальной задачей.

Использование результатов комплекса геолого-геохимических исследований будет

способствовать повышению эффективности поисково-разведочных работ, приращению разведанных запасов УВ на территории Кот-д'Ивуар, укреплению топливно-энергетической базы страны. Результаты геохимических исследований сопровождаются детальным описанием геологических разрезов верхнемелового – кайнозойского бассейна региона Фреско.

Обнажение 12 Фрере (обнажение 1) – наиболее представительное среди всех обнажений Фреско, высотой от 30 до 50 м, протягивается примерно на два километра с востока на запад. Его географические координаты: 5°0'18" с.ш. и 5°37'17" з.д. В кайнозойской части разреза (слой 2) обнаружены УВ-проявления. По характеру залегания природные битумы имеют следующую форму: пластовое напыливание породы преимущественно коллекторского типа – пятнистое [Справочник по геохимии..., 1998] (рис. 1). Мощность пласта - 2,5 м, длина - 500 м в обнажении [Bénédicte et al., 2021].

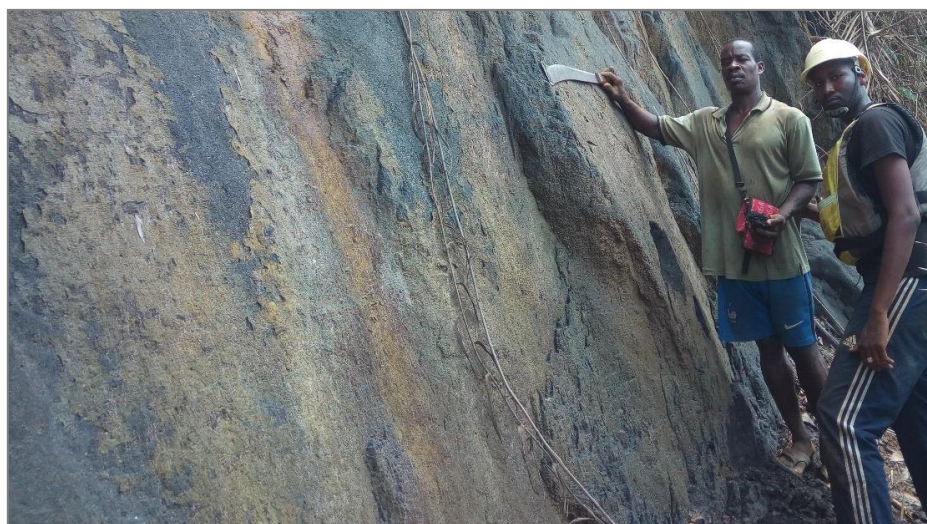


Рис. 1. Фотография пласта природных битумов разреза (слой 2) обнажения 12 Фрере

Геологическое строение региона Фреско

В строении бассейна в районе Фреско принимают участие геологические образования двух структурных этажей: фундамента и осадочного чехла [Basile et al., 1993]. Фундамент осадочного бассейна Кот-д'Ивуар является частью древнего Западно-Африканского кратона архей-протерозойского возраста. Породы фундамента представляют собой консолидированные интрузивные, вулканогенно-осадочные и метаморфические образования (рис. 2). Район исследования характеризуется относительно неглубоким положением кровли фундамента (90 м) [Диангоне, 2009]. Осадочный чехол сложен терригенными и карбонатными породами позднемелового-неогенового возраста.

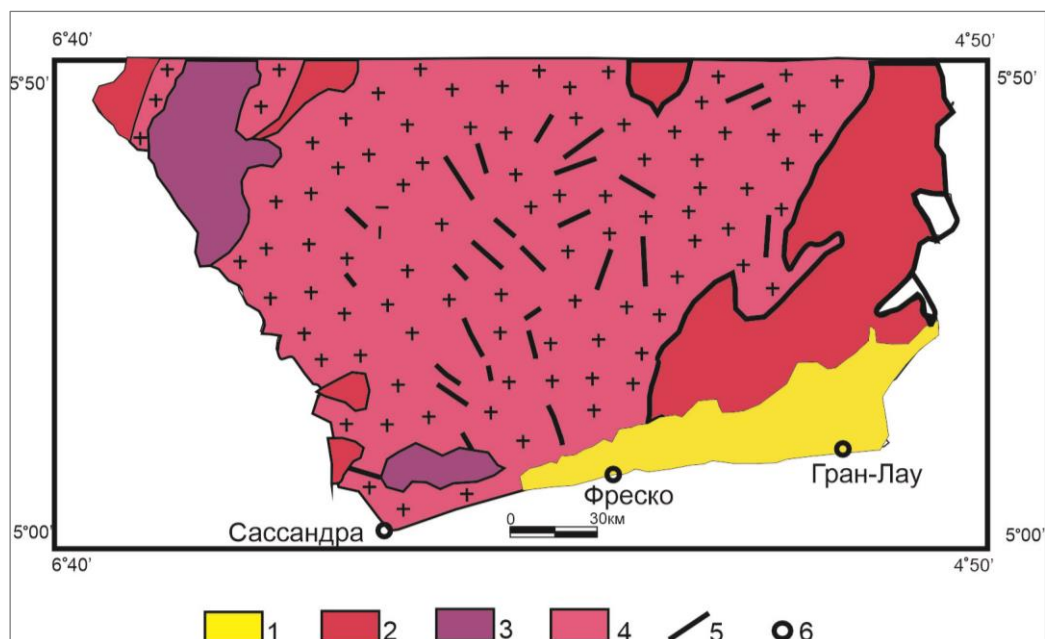


Рис. 2. Геологическая карта региона Фреско

1 - мезозой-кайнозой, 2 - нижний протерозой, 3 - верхний архей, 4 - нижний архей, 5 - разрывные нарушения, 6 - города.

Краткое описание литостратиграфии позднемеловых-кайнозойских отложений региона Фреско западного сектора бассейна Кот-д'Ивуар

Литологические исследования позволили выделить в разрезах Француакро, 12 Фрере и скв. Фреско на 6 слоев (снизу-вверх) (рис. 3). Общая мощность разреза от 20 до 30 м. При описании разрезов выделены семь литотипов (табл. 1) и 4 толщи.

Известняковая толща содержит один литотип (литотип 1) – известняки серые и желтовато-серые детритовые с глауконитом и фосфоритом. Толща представлена в слое 1 обнажения Фреско-1 и скв. Фреско 1 (интервал 65-90 м). В скважине она несогласно залегает на докембрийском фундаменте.

Песчано-мергелевая толща представлена 2-ым, 3-им и 4-ым литотипами и встречается в слоях 2-3 обнажения Фреско 1, скв. Фреско и в слое 1 обнажения Фреско 2.

Литотип 2. Песчаники светло-серые, иногда почти белые олигомиктовые песчаники с буровато-желтыми пятнами за счет гидроокислов железа. Наблюдаются темно-серые пятна, обусловленные примесью битумов.

Литотип 3. Коричневато-красный мергель с большим содержанием глауконита и остатков разнообразной фауны. Структура – грубозернистая, текстура – мультислойчатая косая слоистость.

Литотип 4. Мергель аналогичный вышеописанному, но с более тонкозернистой структурой и косослоистой текстурой.

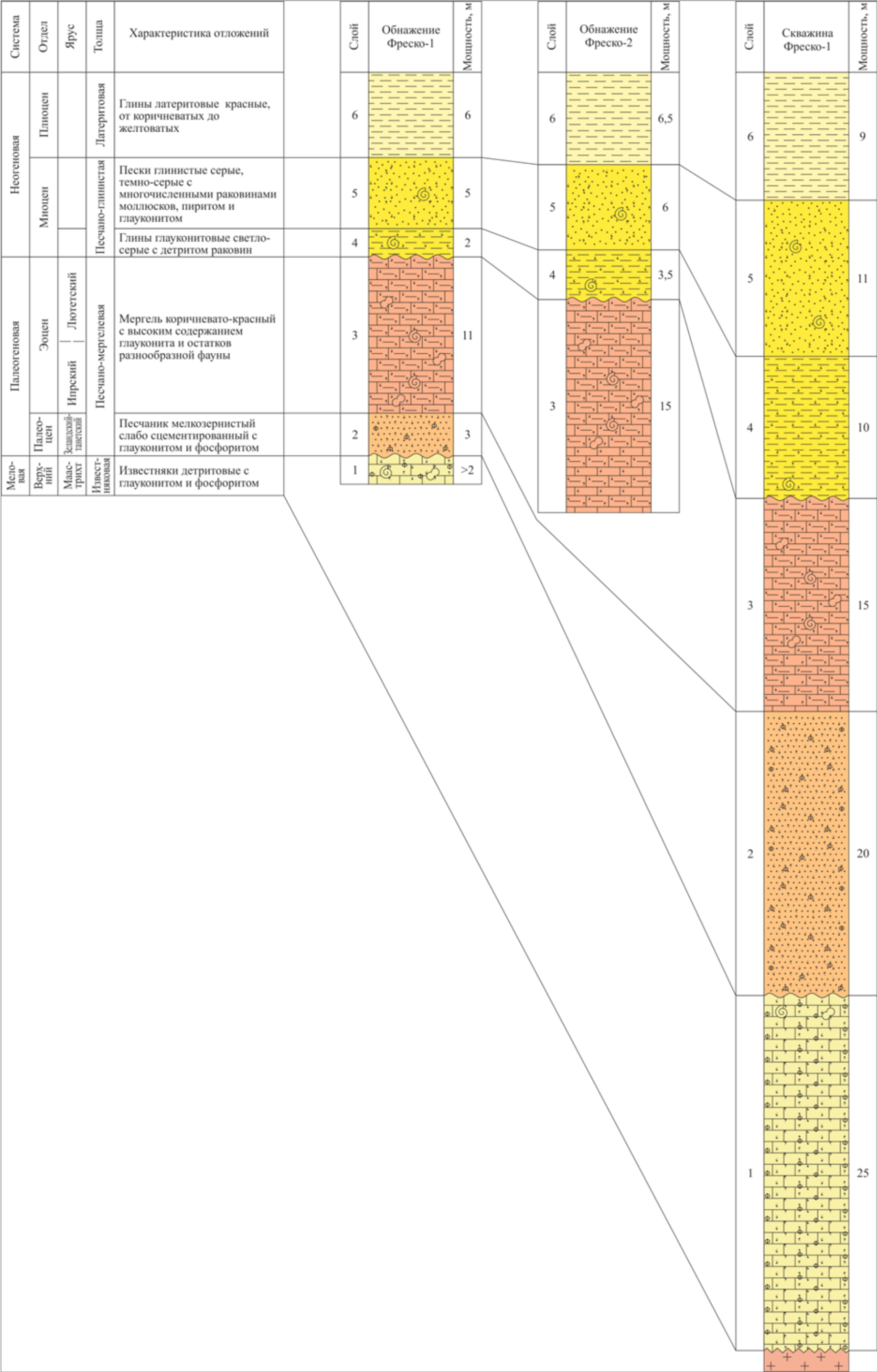


Рис. 3. Схема сопоставления разрезов обнажений Фреско-1, Фреско-2 и скважины Фреско (составил М.Б. Дико)

Таблица 1

Содержание органического углерода, выход и состав битумоида

Нерастворимый остаток, %	С органическое, %	Выход хлороформенного битумоида, %		Групповой состав хлороформенного битумоида						
		на породу (ХБ)	на С _{орг} (В)	метаново-нафтеновые УВ	Ароматические УВ			бензольные смолы	спиртобензольные смолы	асфальтены
					Моноциклические	бициклические	полициклические			
95,50	2,00	0,050	2,50	3,88	0,34	0,54	-	47,64	23,22	24,37

Песчано-глинистая толща сложена литотипами 5 и 6, встречается в слоях 4-5 обнажения Фреско 1, в скв. Фреско и в слоях 2-3 обнажения Фреско 2.

Литотип 5. Светло-серые глины, содержащие фораминиферы и раковины моллюсков.

Литотип 6. Серые, темно-серые пески глинистые. Песчаные зерна представлены кварцем, полупрозрачные, от очень хорошо окатанных до полуугловатых с глинистым цементом.

Латеритовая толща. Песчанистые и глинистые латериты (литотип 7), от коричневатых до желтоватых, иногда красные, ожелезненные и, в отдельных участках, сильно сцементированные.

Условия осадконакопления в изученном районе в позднем мелу-кайнозое однородные, слои погружались с запада на восток вслед за фундаментом с одновременным увеличением их мощности.

Геотектоническая обстановка формирования нефтегазоносного бассейна Кот-д'Ивуар

Эволюция НГБ Кот-д'Ивуар включает в себя несколько этапов (рис. 4). В первой половине мелового периода между Южно-Американской и Африканской континентальными окраинами начинается трансформный рифтогенез в пределах будущего Гвинейского залива. Мощная континентальная кора Южно-Американского щита и Африканского кратона начинает деформироваться за счет воздействия разрывных нарушений, слагающих грабенообразные бассейны. Эти бассейны, расположенные под Ганской платформой, характеризуются невыдержанной мощностью и сложным фациальным составом осадков

данного возраста. Вплоть до альбского века раннего мела отмечается активная сдвиговая тектоника, за счет которой сформированы зоны сдвига, разделённые небольшими участками рифтовых окраин [Диангоне, 2009].

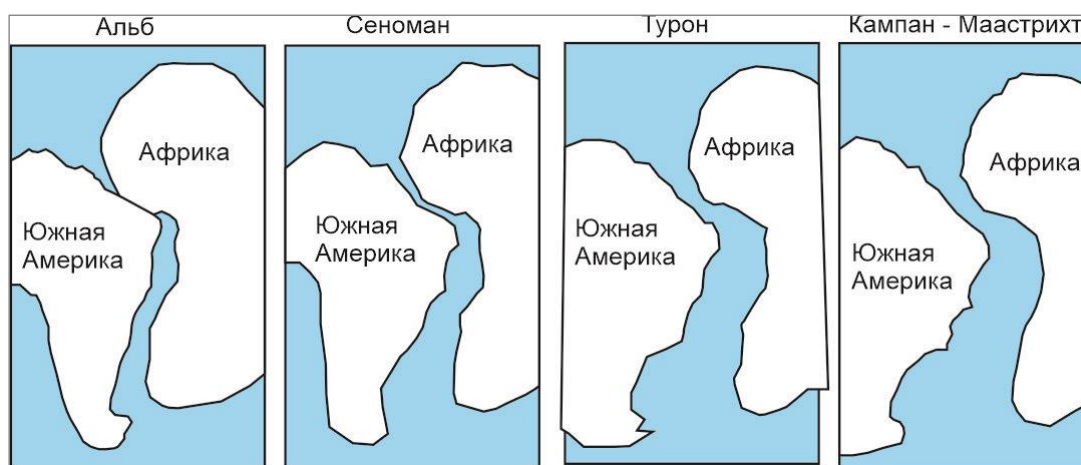


Рис. 4. Реконструкции раскрытия Атлантического океана (по [Диангоне, 2009])

Разрывные нарушения в районе исследования

В районе исследования выделяют разломы трех порядков (рис. 5.) [N'goran et al., 2011]:

- первого порядка: трансформные разломы Сан-Паулу и Романш;
- второго порядка: разлом Абиджан;
- третьего порядка.

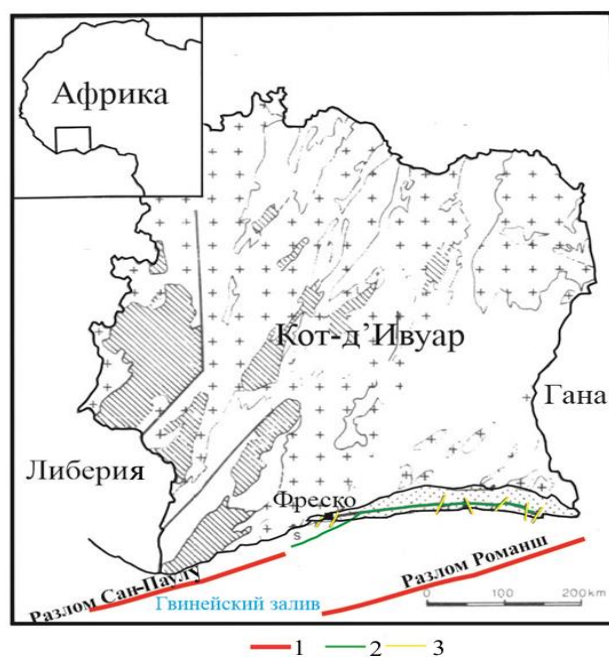


Рис. 5. Схема разломов в районе исследований

Разломы разных порядков: 1 - первого, 2 - второго, 3 - третьего.

Разломы первого порядка. Трансформные разломы Сан-Паулу и Романш (рис. 6)

проникают глубоко в мантию. Это крупнейшие разрывы, трассирующиеся на расстояние около тысячи километров в направлении запад-юго-запад – восток-северо-восток и характеризующиеся вертикальными сбросами амплитудой от 800 до 1000 м. Они сформированы процессами растяжения Африканской и Южно-Американской континентальных окраин в раннем мелу [Пушаровский, Макров, Перфилель, 1992; Пушаровский, 1994].

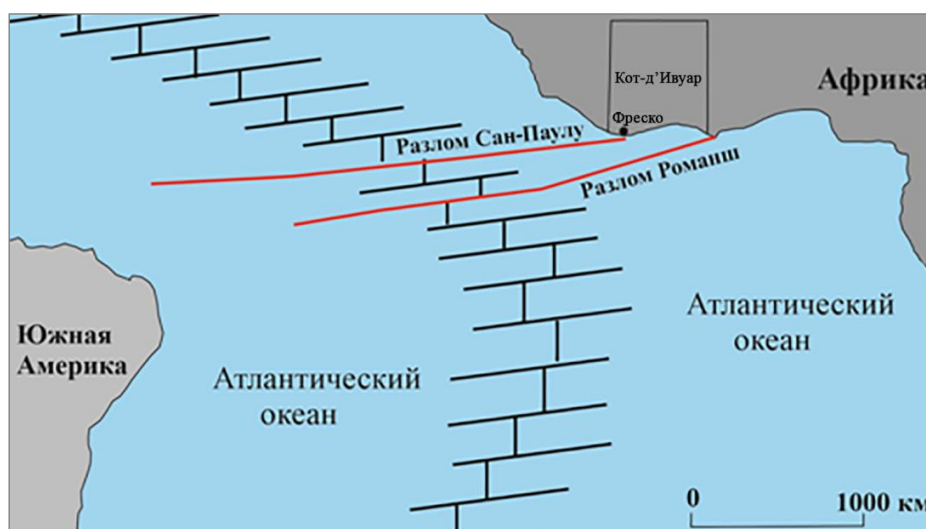


Рис. 6. Схема расположения разломов первого порядка

Разломы первого порядка показаны красными линиями.

Шельф района исследования представляет собой продолжение разломной зоны Сан-Паулу. Разломные зоны сильно влияли на распределение локальных зон осадконакопления и хорошо выражены в рельефе дна и фундамента.

Разлом второго порядка (разлом Абиджан). Он представляет собой основной разлом бассейна Кот-д'Ивуар и протягивается в направлении с запада на восток (рис. 7). Это конседиментационный разлом, продолжение океанической разломной зоны Сан-Паулу. Он разделяет бассейн Кот-д'Ивуар на две ступени. К северу от разлома мощность отложений чехла (мел-кайнозой) не превышает нескольких сотен метров, к югу от разлома, уже в пределах акватории, судя по геофизическим данным, мощность чехла возрастает до 6 км [Brownfield, Charpentier, 2006].

Разлом характеризуется вертикальным сбросом амплитудой до 5000 м, к западу амплитуда уменьшается. Разлом Абиджан образовался в палеоцене во время расширения Атлантики на юго-западе бассейна Кот-д'Ивуар.

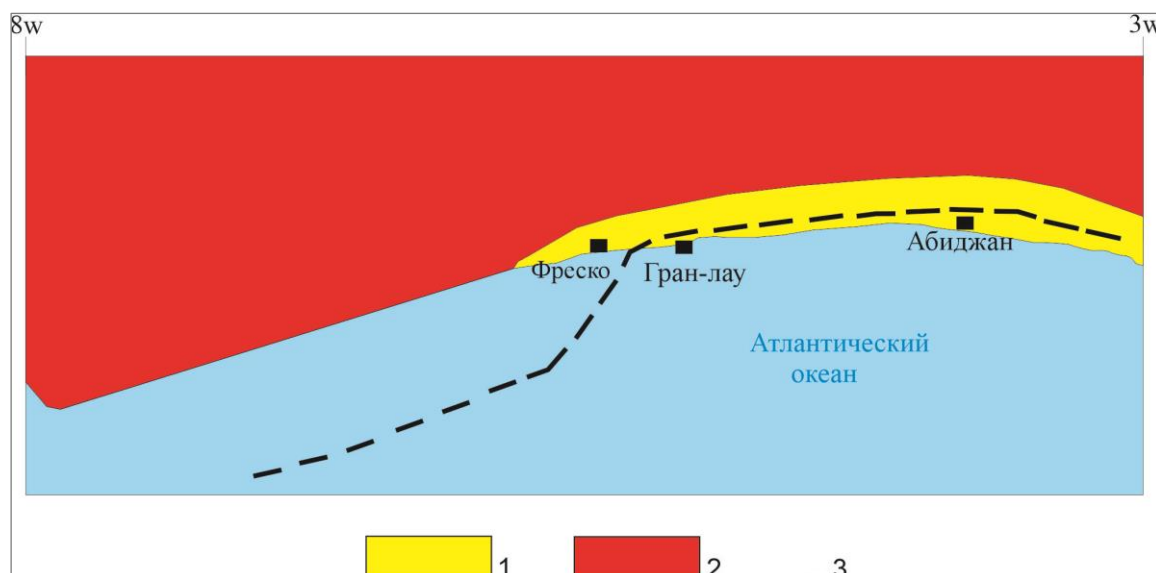


Рис. 7. Схема расположения разлома Абиджан

1 - осадочный бассейн (верхний мел - кайнозой), 2 - фундамент, 3 - разлом.

Разломы третьего порядка. Смещения вдоль зон трансформных разломов и разлома Абиджан сопровождались заложением серии разломов сбросового характера, ориентированных в северо-восточном направлении. Эти разломы поперечны по отношению к разлому Абиджан, присутствуют на западе и востоке бассейна Кот-д'Ивуар (рис. 8). На изучаемой территории разломы третьего порядка образовались в конце олигоцена, что способствовало формированию обнажений Фреско в конце миоцена.

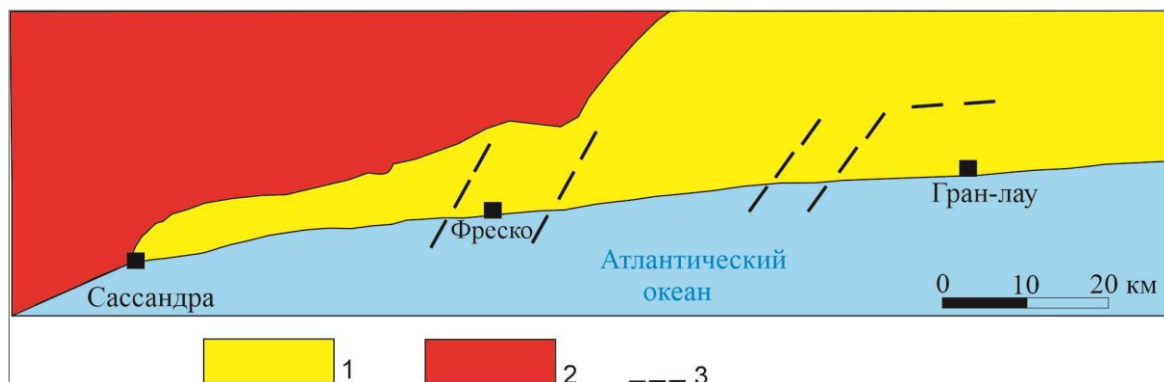


Рис. 8. Схема расположения разломов третьего порядка

1 - осадочный бассейн (верхний мел - кайнозой), 2 - фундамент, 3 - разлом третьего порядка.

Перспективы нефтегазоносности региона Фреско

Фактический материал и методы исследований

Исходными материалами для работы послужили оригинальные каменные материалы, в том числе образец нефтенасыщенных песков, собранные М.Б. Дико в процессе полевых работ в 2018-2020 гг.

Геохимическое изучение образца нефтенасыщенных песков проводилось в лаборатории

химических и физических методов исследования УВ сырья и нефтегазоматеринских пород АО «ВНИГРИ». С целью оценки перспектив нефтегазоносности верхнемеловых-кайнозойских отложений в районе исследования, изучен битумоид, выделенный из образца нефтенасыщенных песков.

Методика химико-битуминологических исследований включала:

- определение общего содержания органического углерода в породе.

Непосредственное определение органического углерода в породе, особенно богатой карбонатами невозможно, так как присутствующий в ней карбонатный углерод регистрируется при анализе совместно с органическим. Поэтому подлежащий анализу материал предварительно освобождается от карбонатов с помощью кислотной обработки, и анализу подвергается полученный нерастворимый остаток. Определение органического углерода в породе проводится путём высокотемпературного (1100-1200°C) нагрева в токе кислорода навески нерастворимого остатка. В процессе сгорания ОВ образуется CO₂, количество которого замеряется на автоматическом анализаторе АН-7529М. Анализатор включает систему кулонометрического титрования с измерением pH раствора, поступающего CO₂. Количество электричества, поглощающегося для нейтрализации, фиксируется индикаторным устройством и пересчитывается в виде процентного содержания углерода в нерастворимом остатке породы, которое потом пересчитывается на исходную породу.

- определение содержания битумоидов. Определение содержания хлороформенного битумоида проводилось методом экстракции породы в экстракторах проточного типа под давлением. Сущность метода заключалась в продавливании инертным газом (N₂) горячего растворителя через столб породы. Полученный экстракт концентрируется до небольшого объёма и освобождается от элементарной серы. После удаления элементарной серы раствор битумоида отфильтровывается, растворитель отгоняется, остаток переводится во взвешенную тару и доводится до постоянного веса.

- определение группового состава битумоида. Под групповым анализом битумоидов, извлекаемых из пород, понимается их разделение на более или менее специфические фракции: УВ, смолы, асфальтены.

Определение группового состава битумоидов состоит из двух самостоятельных этапов:

- осаждение асфальтенов петролейным эфиром и отмывание их от смол и УВ;

- разделение мальтеновой фракции на УВ и смолы различными растворителями: УВ выделяются петролейным эфиром; бензольные смолы – бензолом; спирто-бензольные смолы – спиртобензолом в соотношении 1:1. Смена одного растворителя другим производится тогда, когда свежая порция данного растворителя становится практически неокрашенной.

- определение группового состава УВ. Разделение УВ на метано-нафтеновую и

ароматическую фракции проводилось методом восходящей хроматографии с использованием силикагеля марки АСК с крупностью зерна 100-200 мкм и активностью по бензолу 70%. Весовое количество силикагеля, загружаемое в хроматографическую колонку, зависит от размеров навески, выражаясь 50-60-кратным преобладанием, а при необходимости может достигнуть особенно чёткого разделения и 100-кратным преобладанием по отношению к навеске. В качестве десорбирующей жидкости применяется петролейный эфир с пределами кипения 30-60°, со скоростью поступления растворителя 0,05 мл/мин. Количество метано-нафтовых и ароматических УВ определяется по показателю преломления и относительной дисперсии (Z).

- **определение индивидуального состава метано-нафтовых УВ (н-алканы, изопреноидные УВ).** Определение индивидуального состава насыщенных УВ проводилось методом газожидкостной хроматографии с использованием высокоэффективной капиллярной колонки, высокочувствительного пламенно-ионизационного детектора, системой программирования температуры термостата и компьютеризированной системы аналитической обработки данных. В составе метано-нафтовой фракции идентифицированы н-алканы с числом углерода C_{12} – C_{40} и изопреноидные УВ – C_{16} – C_{25} [Руководство по анализу..., 1966].

Результаты исследования битумоида образца нефтенасыщенных песков региона Фреско Западного сектора бассейна Кот-д'Ивуар

Для решения задач прогноза и оценки перспектив нефтегазоносности верхнемеловых-кайнозойских отложений в районе потребовалось изучить геохимические характеристики битумоида, выделенного из образца нефтенасыщенных песков.

Геохимические методы нашли широкое применение в решении самых различных задач нефтегазовой геологии. Они используются для изучения условий и источников генерации нефти и газа и формирования залежей УВ; установления генетических связей между нефтями в залежах и материнскими породами; при региональном, зональном и локальном прогнозах нефте-газоносности; прогноза фазового состояния УВ; при оценке потенциальных ресурсов нефти и газа; подготовке локальных площадей для поисково-разведочного бурения; для выявления продуктивных горизонтов и прогноза типа УВ-скоплений в разрезе [Краткий справочник..., 1977; Успенский, 1970].

Химико-битуминологические исследования заключались в определении:

- нерастворимого осадка и органического углерода ($C_{нк}$);
- содержания хлороформенного битумоида;
- группового состава битумоида (УВ, бензольные смолы, спиртобензольные смолы,

асфальтены);

- индивидуального состава насыщенных УВ (н-алканы, изопреноидные УВ).

Нерастворимый осадок и органический углерод ($C_{\text{нк}}$). Первым этапом группового анализа является разделение породы на растворимые (содержание органического углерода) и нерастворимые компоненты осадка. Нерастворимые в хлороформе компоненты составляют 95,5%, содержание органического углерода ($C_{\text{орг}}$) - 2,00 (см. табл. 1). Содержание $C_{\text{орг}}$ в образце выше, чем кларк $C_{\text{орг}}$ в осадочных породах верхнемелового – кайнозойского возраста (0,46) [Амосов, Мелехова, Добрякова, 1980; Ронов, 1980; Вассоевич, 1972].

В 1985 г. А.Б. Ронов рассчитал кларк $C_{\text{орг}}$ для всей мезозойско-кайнозойской осадочной оболочки Земли и по основным зонам, включая континенты, шельфы, материковые склоны и ложе океана.

Содержание хлороформенного битумоида. Во всех нефтегеологических построениях большое значение имеют сведения о концентрации хлороформенного битумоида на породу (ХБА) и в ОВ (β). Содержание ХБА составляет 0,05 (см табл. 1). Содержание битумоида в ОВ (β) определяется как [Справочник по геохимии..., 1998]:

$$\beta = \frac{\text{ХБА} \times 100}{C_{\text{орг}}},$$

где ХБА - концентрация хлороформенного битумоида в породе, %.

В рассматриваемом случае $\beta = \frac{0,05 \times 100}{2} = 2,5$.

Такое значение характерно для битумоида сапропелевого генетического типа, сформированного в зоне начального мезокатагенеза из осадков мелководного морского осадочного бассейна [Справочник по геохимии..., 1998].

Среднее значение содержания битумоида в ОВ и на породу (ХБА) в районе Фреско соответствует палеогеновым и неогеновым отложениям Азербайджана.

Групповой состав битумоида. Определение группового состава битумоида заключается во фракционировании его на условные аналитические группы и процентное содержание [Богомолва, 1984]. Схема определения группового состава ОВ пород показана на рис. 9. В соответствии с этой схемой в составе ОВ выделяются следующие аналитические группы: асфальтены, мальтены.

Групповой состав битумоидов образца из слоя 2 обнажения 12 Фрере представлен в основном асфальтово-смолистыми компонентами – 95,24% (табл. 2.) Среди последних преобладают смолы. Отношение суммы смол к сумме асфальтенов - 2,91. В составе смол резко преобладают бензольные. Отношение бензольных смол к спиртобензольным - 1,95. Обращает на себя внимание очень низкая доля УВ (4,76%), и особенно аренов, на долю которых приходится только 0,88%. Отношение метаново-нафтеновых УВ к аренам – 4,41.

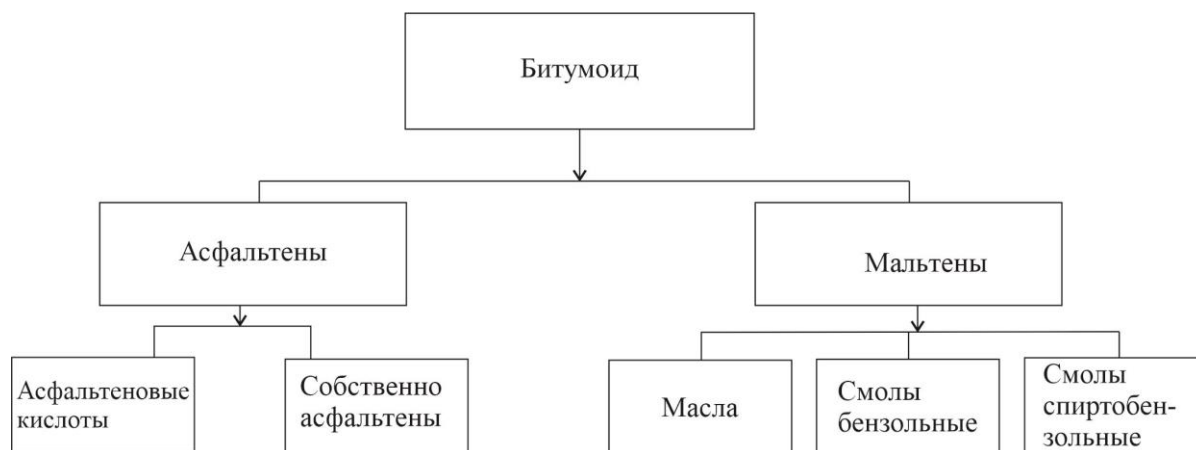


Рис. 9. Схема определения группового состава битумоида

Таблица 2

**Коэффициент четности и нечетности битумоида образца из слоя 2 обнажения 12 Фрере
региона Фреско Западного сектора бассейна Кот-д'Ивуар**

			чётные	нечётные
nC12	12	0,12	0,12	
nC13	13	0,24		0,24
nC14	14	1,05	1,05	
nC15	15	0,48		0,48
nC16	16	2,34	2,34	
nC17	17	5,08		5,08
nC18	18	7,5	7,50	
nC19	19	7,24		7,24
nC20	20	6,59	6,59	
nC21	21	4,98		4,98
nC22	22	4,7	4,70	
nC23	23	3,57		3,57
nC24	24	4,31	4,31	
nC25	25	4,57		4,57
nC26	26	4,54	4,54	
nC27	27	5,25		5,25
nC28	28	4,28	4,28	
nC29	29	8,77		8,77
nC30	30	5,43	5,43	
nC31	31	7,23		7,23
nC32	32	4,03	4,03	
nC33	33	3,39		3,39
nC34	34	1,94	1,94	
nC35	35	0,94		0,94
nC36	36	0,45	0,45	
nC37	37	0,63		0,63
nC38	38	0,3	0,3	

Эти значения группового состава характерны для зоны позднего протокатагенеза (ПКЗ) и начального мезокатагенеза (МЗ1 и МЗ2). По данному групповому составу изученный

битумоид близок к битуминозным отложениям палеогена–неогена Азербайджана и Предкавказья [Зеличенко и др., 1988; Виноградов, 1944].

Индивидуальный состав насыщенных УВ (н-алканы, изопреноидные УВ). Полученные аналитические данные показаны в таблице, на хроматограмме насыщенных УВ и графике распределения н-алканов (табл. 3, рис. 10).

Таблица 3

**Геохимические параметры состава насыщенных углеводородов
(нормальные и изопреноидные алканы) битумоида образца из слоя 2 обнажения 12 Фрере
региона Фреско западного сектора бассейна Кот-д'Ивуар**

Групповой состав н-алканов, % отн.		до C ₁₄	1,41
		C ₁₅ -C ₂₀	29,22
		C ₂₁ -C ₂₅	22,12
		C ₂₆ -C ₃₀	28,27
		> C ₃₀	18,97
Групповой состав изопренанов, % отн.		до C ₁₈	9,20
		C ₁₉ -C ₂₀	78,35
		> C ₂₀	12,45
Соотношения	$\frac{a_n}{a_n} (C_{12}-C_{20})$		0,61
	$\frac{a_n}{a_n} (C_{21}-C_{30})$		
	$\frac{a_n}{a_n} (C_{15}-C_{20})$		0,58
	$\frac{a_n}{a_n} (C_{21}-C_{30})$		
	$\frac{a_n}{a_n} (C_{16}-C_{22})$		1,17
	$\frac{a_n}{a_n} (C_{23}-C_{29})$		
	$\frac{a_n}{a_n} C_{17}-nC_{22}$		1,36
	$\frac{a_n}{a_n} C_{23}-nC_{28}$		
	$\frac{nC_{17}}{nC_{25}}$		1,11
	CPJ ₁		0,87
	CPJ ₂		1,35
	$\frac{ai}{ai} (до C_{20})$		0,10
	$\frac{ai}{ai} (C_{21}-C_{25})$		
	iC ₁₈		0,12
	iC ₁₉ +iC ₂₀		
	Пр/н-C ₁₇		0,50
	Фит/н-C ₁₈		0,75
	$K_i = \frac{Пр+Фит}{nC_{17}+nC_{18}}$		0,65
	$\frac{a_{изопр}}{a_{н-алк.}}$		0,10
	Пристан/Фитан		0,45

В составе метано-нафтовых УВ идентифицированы н-алканы с числом углеродных атомов C₁₂-C₃₉, изопреноидные УВ – C₁₆-C₂₅, н-алканы преобладают над изопреноидными алканами. Об этом свидетельствуют отношения суммы изопреноидных УВ к н-алканам и отношение Пристан+Фитан/nC₁₇+nC₁₈. Изопреноидные УВ характеризуются повышенной долей C₁₈ (норпристан), C₁₉ (пристан) и C₂₀ (фитан). Отношение пристан/фитан – 0,45.

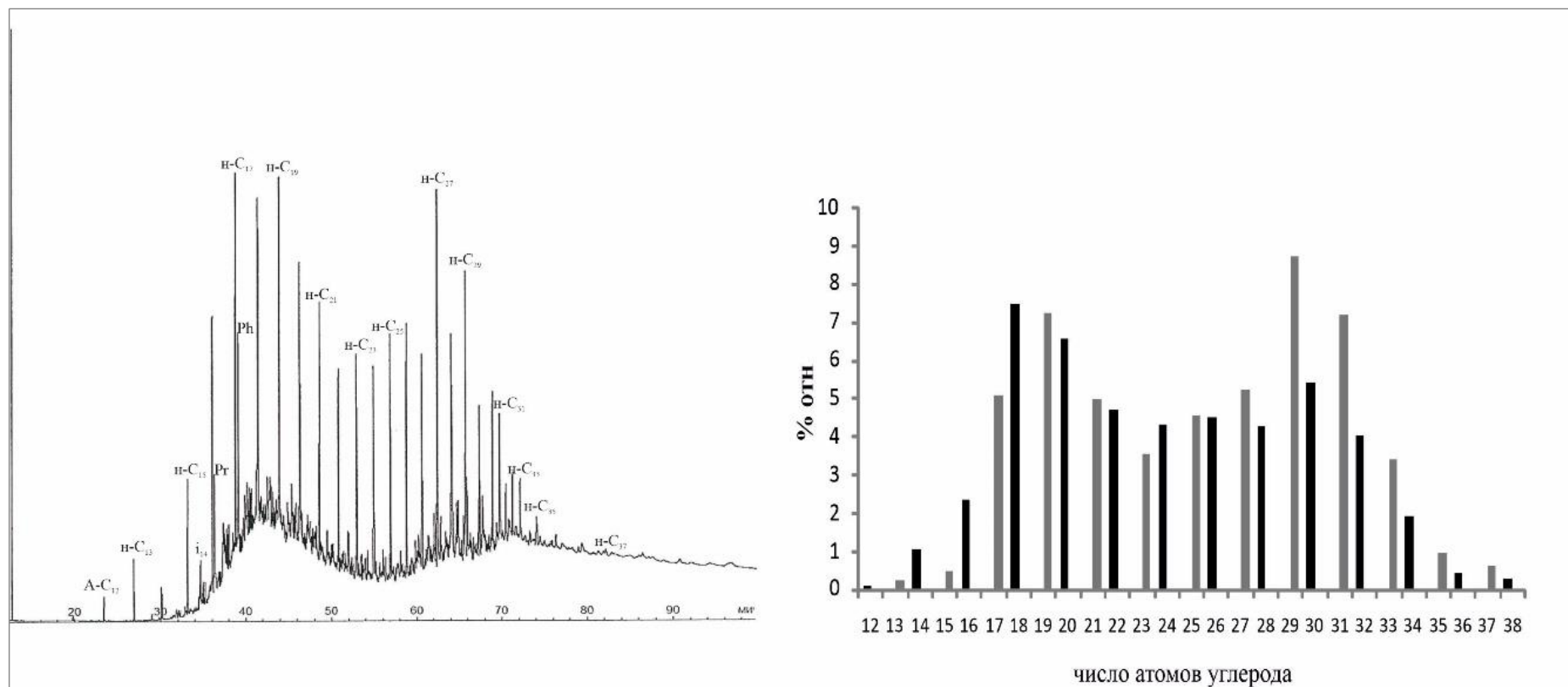


Рис. 10. Хроматограмма и график молекулярно-массовое распределения нормальных алканов метаново-нафтенной фракции битумоида образца из слоя 2 обнажения 12 Фрере региона Фреско западного сектора бассейна Кот-д'Ивуар

Молекулярно-массовое распределение н-алканов показывает преобладание УВ C₁₅-C₁₉ и C₂₇-C₃₁ при низкой доли УВ C₂₁-C₂₆. Максимум в распределении индивидуальных УВ приходится на C₁₈, C₁₉, C₂₇, C₂₉. Коэффициент нечетности (Кнч) по всему ряду больше 1, что свидетельствует об отношении нечётных УВ к чётным в области nC₁₇-nC₂₁ - 0,85; в тоже время в области C₂₅-C₂₉ -1,35.

Особенности индивидуального состава н-алканов иллюстрируют соотношения между группами индивидуальных УВ (см. табл. 3 и 4).

Таблица 4

Молекулярно-массовое распределение изопреноидных алканов метаново-нафтенной фракции битумоида образца из слоя 2 обнажения 12 Фрере региона Фреско Западного сектора бассейна Кот-д'Ивуар

Изопреноидные УВ, % относит.	i-C ₁₈	9,20
	i-C ₁₉	24,36
	i-C ₂₀	53,99
	i-C ₂₁	2,96
	i-C ₂₃	3,99
	i-C ₂₄	4,74
	i-C ₂₅	0,76

Наблюдаемые особенности группового состава битумоида и индивидуального состава метано-нафтенных фракции, вероятно, обусловлены влиянием окисления в зоне гипергенеза и воздействия термо-бародиффузионных процессов при миграции.

Геологические условия и модель формирования битумоидов в районе Фреско

Геологическое развитие нефтегазоносного осадочного бассейна Кот-д'Ивуар обусловлено сложным сочетанием факторов, приводящих в итоге к образованию битумоидов в районе исследования. Можно выделить несколько геологических процессов, последовательное моделирование которых позволяет восстановить историю генерации УВ.

Термическая деструкция ОВ осадочных пород в нефтематеринских отложениях к западу от района Фреско, где осадочный чехол имеет значительную мощность на грациях катагенеза МК1-МК2 при температуре 90-160°C сопровождается образованием подвижных битуминозных веществ, состоящих из асфальтенов, смол и широкого спектра нефтяных УВ - метановых, нафтенных и ароматических, от высокомолекулярных (C₃₅-C₄₀) до низкомолекулярных (C₁₅-C₆), характерных для легких фракций нефти. Одновременно генерируется сравнительно небольшое количество газообразных УВ (C₅-C₁), диоксида углерода и других летучих продуктов. Количество образующихся битуминозных веществ составляет до 30% массы исходного сапропелевого ОВ в начале катагенеза, или до 50-60% массы остаточного ОВ в зоне мезокатагенеза [Богданова, 2016].

Первичная миграция, обусловленная рядом факторов (геологические, тектонические,

термобарические), происходила с востока на запад в направлении района Фреско с десорбцией и перемещением в материнских породах по порам и трещинам наиболее подвижной, существенно УВ фракции образовавшегося битумоида с содержанием растворенных в ней смол и асфальтенов [Сафронов, 2011; Конторович и др., 2013].

Заключение

В целом, изученные нефтеносные пески характеризуются повышенной концентрацией ОВ и значительной степенью битуминизации. В составе битумоидов отмечается высокое содержание элементарной серы, что, вероятно, обусловлено влиянием окисления в зоне гипергенеза и воздействия термо-бародиффузионных процессов при миграции.

В групповом составе битумоидов слоя 2 обнажения 12 Фрере доминируют асфальтово-смолистые компоненты (до 95,24%), а среди последних - в основном смолы.

Геологические исследования показывают, что в районе Фреско отсутствуют геологические и термобарические условия для генерации УВ (мощность осадочного чехла - до 90 м), но имеются природные резервуары для аккумуляции УВ. Таким образом, можно сделать вывод, что битумоид района Фреско образовался при термической деструкции ОВ к западу от района Фреско, где осадочный чехол имеет значительную мощность. Возможные залежи могут возникнуть вследствие десорбции, первичной вертикальной и латеральной миграции и аккумуляции УВ в районе Фреско.

Литература

Амосов Г.А., Мелехова К.Д., Добрякова Н.Е. Кларки органического углерода и битумоидов осадочных отложений // Изв. АН СССР. Сер. геол. - 1980. - № 7. - С. 120-132.

Богданова М.В. Химические особенности и генезис бурых углей Казахстана. - М.-Л., Наука, 1996. - 165 с.

Богомолова А.И., Темянка М.Б., Хотинцевой Л.И. Современные методы исследования нефтей. - Л. «Недра», 1984. - 431 с.

Вассоевич Н.Б. Исходное вещество для нефти и газа // Происхождение нефти и газа и формирование их месторождений. - М.: Недра, 1972. - С. 39-70.

Виноградов А.П. Химический элементарный состав организмов моря. - М.-Л.: Изд-во АН СССР, 1944. - 273 с.

Диангоне Б.Т. Геолого-геохимические и термобарические условия нефтегазоносности бассейна Кот-д'Ивуар // Диссертация ... кандидата геолого-минералогических наук. - М.: Изд-во РГУ нефти и газа, 2009. - 120 с.

Дико Мухамаду Б.Б., Щеколдин Р.А., Дмитриева Т.В. Особенности состава и условия формирования кайнозойских отложений региона Гран-Лау нефтегазоносного бассейна Кот-д'Ивуар // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2019. - Т.14. - №2. - http://www.ngtp.ru/rub/2019/16_2019.html. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/16_2019

Зеличенко И.А., Парпарова Г.М., Кунаева Н.Т., Коптенко Л.Ю., Мишустина Л.В.

Сравнительная оценка степени катагенетической превращенности слабопреобразованного сапропелевого РОВ по данным химических и термических методов исследования // Исследование нефтегазогенерационных характеристик органического вещества пород термическими методами. - Л.: 1988. - С. 77-83.

Конторович А.Э., Буриштейн Л.М., Малышев Н.А., Сафронов П.И., Гуськов С.А., Еришов С.В., Казаненков В.А., Ким Н.С., Конторович В.А., Костырева Е.А., Меленевский В.Н., Лившиц В.Р., Поляков А.А., Скворцов М.Б. Историко-геологическое моделирование процессов нефтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря // Геология и геофизика. - 2013. - Т. 54. - № 8. - С. 1179-1226.

Краткий справочник по геохимии / Г.В. Войткевич, А.Е. Мирошников, А.С. Поваренных, В.Г. Прохоров. - М.: Недра, 1977. - 183 с.

Пуцаровский Ю.М. Тектоника Атлантика с элементами нелинейной геодинамики. - М.: Наука, 1994. - 85 с.

Пуцаровский Ю.М., Макров М.С., Перфильев А.С. Тектоническая океанской литосферы и геодинамические следствия // Геотектоника. - 1992. - № 4. - С. 15-26.

Ронов А.Б. Осадочная оболочка Земли. - М.: Наука, 1980. - 78 с.

Руководство по анализу битумов и рассеянного органического вещества горных пород / Под ред. В.А. Успенского, К.Ф. Родионовой, А.И. Горской, А.П. Шишковой. - Л. «Недра», 1966. - 312 с.

Сафронов П.И., Еришов С.В., Ким Н.С., Фомин А.Н. Моделирование процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в юрских и меловых комплексах Енисей Хатангского бассейн // Геология нефти и газа. - 2011. - № 5. - С. 48-55.

Справочник по геохимии нефти и газа. - СПб.: Изд-во «Недра», 1998. - 576 с.

Успенский В.А. Введение в геохимию нефти. - Л., Недра, 1970. - 308 с.

Basile C., Mascle J., Popoff M., Bouillin J.P., Mascle G. The Ivory Coast-Ghana transform margin - A marginal ridge structure deduced from seismic data: Tectonophysics, 1993, v. 222, p. 1-19.

Bénédicte Dibo W., Errami E., Jean-Paul Yao N., Léger Djeya K., Tea J., Marcelle Gauly G., Bruno Digbehi Z. Inventaire Et Évaluation Scientifique Des Géosites Des Falaises De Fresco En Côte d'Ivoire. European Scientific Journal, ESJ, 2021, 17(25), 150. DOI: <https://doi.org/10.19044/esj.2021.v17n25p150>

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, 2006, 32 p.

N'goran J-P. Yao, Zéli B.D., Sylvain Monde, Akoua C. Kra, Kouamé Aka, N'Zalassé, Yassi J. Tea, Yaba L.H., Kouamé L. Duffi. Etude Sedimentologique et Esquisse Paléoenvironnementale des Formations de fresco, 2011.

Dicko Mouhamadou B.B., Schekoldin R.A.

Saint-Petersburg Mining University, St. Petersburg, Russia

Dmitrieva T.V., Shapiro A.I.

VNIGRI-Geologorazvedka, St. Petersburg, Russia

GEOLOGICAL CONDITIONS AND MODEL OF BITUMOIDS FORMATION IN THE FRESCO AREA OF THE WESTERN SECTOR OF THE CÔTE D'IVOIRE BASIN

A model for the formation of bitumoids in the Fresco region (sedimentary basin of Côte d'Ivoire, Western Africa) and an assessment of the prospects for petroleum potential of the Upper Cretaceous-Cenozoic strata of the Fresco area based on geological and geochemical studies are presented. It is shown that in the Fresco region there are no thermobaric conditions for the generation of hydrocarbons. It has been established that bitumoids were formed during the thermal destruction of organic matter to the west of the Fresco area, which has a significant thickness of the sedimentary cover. Bitumoids arose as a result of desorption, primary migration and accumulation of hydrocarbons in the Fresco region.

Keywords: geological and geochemical studies, petroleum prospects, Upper Cretaceous-Cenozoic strata, bitumoid formation model, Fresco region, Ivory Coast sedimentary basin, Western Africa.

References

Amosov G.A., Melekhova K.D., Dobryakova N.E. *Klarki organicheskogo ugleroda i bitumoidov osadochnykh otlozheniy* [Clarks of organic carbon and bitumoids of sedimentary strata]. Izv. AN SSSR. Ser. geol., 1980, no. 7, pp. 120-132.

Basile C., Mascle J., Popoff M., Bouillin J.P., Mascle G. The Ivory Coast-Ghana transform margin - A marginal ridge structure deduced from seismic data: Tecto-nophysics, 1993, v. 222, p. 1-19.

Bénédicte Dibo W., Errami E., Jean-Paul Yao N., Léger Djeya K., Tea J., Marcelle Gaudy G., Bruno Digbehi Z. Inventaire Et Évaluation Scientifique Des Géosites Des Falaises De Fresco En Côte d'Ivoire. European Scientific Journal, ESJ, 2021, 17(25), 150. DOI: <https://doi.org/10.19044/esj.2021.v17n25p150>

Bogdanova M.V. *Khimicheskie osobennosti i genezis burykh ugley Kazakhstana* [Chemical features and genesis of brown coals of Kazakhstan]. Moscow-Leningrad, Nauka, 1996, 165 p.

Bogomolova A.I., Temyanko M.B., Khotintsev L.I. *Sovremennye metody issledovaniya neftey* [Modern methods of studying oils]. Leningrad: «Nedra», 1984, 431 p.

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, 2006, 32 p.

Diangone B.T. *Geologo-geokhimicheskie i termobaricheskie usloviya neftegazonosnosti basseyna Kot-d'Ivuar* [Geological-geochemical and thermobaric conditions of oil and gas potential in the Cote d'Ivoire basin]. Moscow: Izd-vo RGU nefi i gaza, 2009, 120 p.

Dicko Mouhamadou B.B., Schekoldin R.A., Dmitrieva T.V. *Osobennosti sostava i usloviya formirovaniya kaynozoyskikh otlozheniy regiona Gran-Lau neftegazonosnogo basseyna Kot-d'Ivuar* [Lithofacial features and formation conditions of the Cenozoic section of the Gran-Lau region - petroleum basin of Cote-d'Ivoire]. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika, 2019, vol. 14, no. 2, available at: http://www.ngtp.ru/rub/2019/16_2019.html. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/16_2019

Kontorovich A.E., Burshteyn L.M., Malyshev N.A., Safronov P.I., Gus'kov S.A., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Kim N.S., Kontorovich V.A., Kostyreva E.A., Melenevskiy V.N., Livshits V.R., Polyakov A.A., Skvortsov M.B. *Istoriko-geologicheskoe modelirovanie protsessov naftidogeneza v mezozoyско-kaynozoyskom osadochnom basseyne Karskogo morya* [Historical and geological modeling of naphto diagenesis processes in the Mesozoic-Cenozoic sedimentary basin of the Kara Sea]. Geologiya i geofizika, 2013, vol. 54, no. 8, pp. 1179-1226.

Kratkiy spravochnik po geokhimii [Quick reference guide to geochemistry]. G.V. Voytkovich, A.E. Miroshnikov, A.S. Povarennykh, V.G. Prokhorov. Moscow: Nedra, 1977, 183 p.

N'goran J-P. Yao, Zéli B.D., Sylvain Monde, Akoua C. Kra, Kouamé Aka, N'Zalassé, Yassi J. Tea, Yaba L.H., Kouamé L. Duffi. Etude Sedimentologique et Esquisse Paleoenvironnementale des Formations de fresco, 2011.

Pushcharovskiy Yu.M. *Tektonika Atlaneika s elementami nelineynoy geodinamiki* [Atlantic tectonics with elements of nonlinear geodynamics]. Moscow: Nauka, 1994, 85 p.

Pushcharovskiy Yu.M., Makrov M.S., Perfilov A.S. *Tektonicheskaya okeanskoy litosfery i geodinamicheskie sledstviya* [Tectonics of the oceanic lithosphere and geodynamic consequences]. Geotektonika, 1992, no. 4, pp. 15-26.

Ronov A.B. *Osadochnaya obolochka Zemli* [Sedimentary shell of the Earth]. Moscow: Nauka, 1980, 78 p.

Rukovodstvo po analizu bitumov i rasseyannogo organicheskogo veshchestva gornyykh porod [Analysis guide of bitumen and dispersed organic matter of rocks]. Editor V.A. Uspenskiy, K.F. Rodionova, A.I. Gorskaya, A.K. Shishkova. Leningrad, Nedra, 1966, 316 p.

Safronov P.I. Ershov S.V., Kim N.S., Fomin A.N. *Modelirovanie protsessov generatsii, migratsii i akkumulyatsii uglevodorodov v yurskikh i melovykh kompleksakh Enisey Khatangskogo basseyn* [Modeling the processes of generation, migration and accumulation of hydrocarbons in the Jurassic and Cretaceous sections of the Yenisey-Khatanga basin]. Geologiya nefi i gaza, 2011, no. 5, pp. 48-55.

Spravochnik po geokhimii nefi i gaza [Handbook of oil and gas geochemistry]. St. Petersburg: Izd-vo «Nedra», 1998, 576 p.

Uspenskiy V.A. *Vvedenie v geokhimiyu nefi* [Introduction to the geochemistry of oil]. Leningrad, Nedra, 1970, 308 p.

Vassoevich N.B. *Iskhodnoe veshchestvo dlya nefi i gaza* [The starting material for oil and gas]. Proiskhozhdenie nefi i gaza i formirovanie ikh mestorozhdeniy. Moscow: Nedra, 1972, pp. 39-70.

Vinogradov A.P. *Khimicheskiy elementarnyy sostav organizmov morya* [Chemical elementary composition of sea organisms]. Moscow-Leningrad: Izd-vo AN SSSR, 1944, 273 p.

Zelichenko I.A., Parparova G.M., Kunaeva N.T., Koptenko L.Yu., Mishustina L.V. *Sravnitel'naya otsenka stepeni katageneticheskoy prevrashchennosti slabopreobrazovannogo capropelevogo ROV po dannym khimicheskikh i termicheskikh metodov issledovaniya // Issledovanie neftegazogeneratsionnykh kharakteristik organicheskogo veshchestva porod termicheskimi metodami* [Comparative assessment of the degree of catagenetic transformation of weakly transformed sapropel DOM according to the data of chemical and thermal research methods]. Leningrad: 1988, pp. 77-83.

© Дико Мухамеду Б.Б., Щеколдин Р.А., Дмитриева Т.В., Шапиро А.И., 2022

