



Capítulo

# 3

## O Pré-sal na África

### AUTORES

Anderson Antonio Pinheiro Chagas<sup>1</sup> ([anderson.chagas@petrobras.com.br](mailto:anderson.chagas@petrobras.com.br)), Luiz Carlos Lucena Empinotti<sup>1</sup>, Rodrigo Andrade Santos<sup>1</sup>, Daniel Fernandes de Menezes<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Petrobras

Palavras-chave: Bacia, Douala, Kribi-Campo, Rio Muni, Gabão, Congo, Kwanza, Benguela e Namibe

### RESUMO

A descoberta do Pré-sal na Bacia de Santos impactou, sobremaneira, a exploração petrolífera na África. Isso porque a correlação geológica entre os segmentos opostos da margem continental Atlântica elevou o potencial de oportunidades análogas localizadas naquele continente. Algumas delas se converteram em descobertas expressivas, com até 500 MMbbl recuperável. Na área abordada neste capítulo, que corresponde a região costeira entre Angola e Guiné Equatorial, o Pré-sal possui uma natureza predominantemente siliciclástica na região norte e mista, com siliciclásticos e calcários, ao sul. As rochas geradoras atingem teores de até 20% de carbono orgânico. Os reservatórios são, comumente, arenitos fluviais, deltaicos e turbidíticos ou calcários, por vezes silicificados, dolomitizados ou carstificados. As trapas podem ser estruturais, estratigráficas ou mistas. A migração secundária ocorreu por curtas e longas distâncias, sendo, no último caso, geralmente na base do sal. As rochas selantes mais efetivas são o sal, folhelhos e margas. Atualmente, as atividades de exploração e desenvolvimento do Pré-sal em águas profundas e ultraprofundas, ou seja, a profundidades superiores a 300 m e 1500 m, se encontram diante de riscos substanciais preconizados pelos volumes e a natureza dos fluidos descobertos.

## 1. INTRODUÇÃO

A descoberta do Pré-sal em águas ultraprofundas na Bacia de Santos, em 2006, foi um evento que também influenciou a exploração na margem atlântica da África. A similaridade geológica de segmentos opostos da margem continental Atlântica, que remonta à abertura do próprio oceano, apontava para um potencial sucesso geológico, tal qual obtido na margem continental brasileira. Devido à magnitude das descobertas no Brasil, o termo Pré-sal assumiu uma conotação específica e passou a ser utilizado como sinônimo de um *play* e província petrolífera nas bacias de Santos e Campos. Neste capítulo, o termo Pré-sal será utilizado em um sentido mais amplo. Em termos geográficos, ele também corresponderá a região definida como Província Costeira Centro-Oeste Africana do oeste da África (PCOA), de acordo com o amplo trabalho realizado por Brownfield *et al.* (2006). A PCOA compreende as bacias sedimentares localizadas na margem continental atlântica, entre Guiné Equatorial e Angola, as quais possuem, de alguma forma, depósitos evaporíticos do Aptiano Superior. Assim, doravante, todas as rochas sedimentares e vulcânicas, cuja deposição foi anterior à deposição destes evaporitos na PCOA, serão consideradas como componentes da seção Pré-sal, ou simplesmente Pré-sal. Este termo abrangerá uma complexa gama de assuntos, como evolução tectônica, geologia estrutural, estratigrafia e sedimentologia, provendo ao leitor um panorama sobre os aspectos regionais que o caracterizam na margem africana.

Na primeira parte deste capítulo, que trata do contexto geológico, foram reunidas informações sobre a origem das bacias rifte e do sal. Na sequência, foram sumarizadas informações a respeito da estratigrafia e estilo estrutural de cada bacia na forma de tabelas, cartas crono-estratigráficas e seções geológicas regionais. Um resumo das informações sobre os sistemas petrolíferos do Pré-sal conclui a primeira parte. Cientes dos excelentes trabalhos que nos antecederam, procuramos oferecer um sumário de referências, que permitirá ao leitor aprofundar-se em cada assunto segundo o seu interesse. Na segunda parte, serão apresentados dados de poços, reservatórios e campos que exemplificam os elementos do sistema petrolífero do Pré-sal na PCOA e os impactos das descobertas na Bacia de Santos em sua atividade exploratória.

Em suma, este capítulo consiste em uma ampla compilação de informações sobre a geologia e os sistemas petrolíferos do Pré-sal, na PCOA, cujo objetivo é possibilitar uma comparação com a margem continental brasileira.

## 2. PARTE I - CONTEXTO GEOLÓGICO REGIONAL

A gênese do oceano Atlântico Sul foi um processo tectônico diacrônico e heterogêneo que resultou na formação de quatro grandes segmentos de crosta oceânica (Szatmari, 2000; Moulin *et al.*, 2005, 2010; Mohriak *et al.*, 2008; Torsvik *et al.*, 2009; Granot e Dymant, 2015) (Figura 2.1). Esses segmentos foram nomeados, de sul para norte, como Falklands, Sul,

Central e Equatorial e são limitados pelas zonas de fraturas Agulhas-Falklands, Florianópolis e Romanche (Matthews *et al.*, 2011; Seton *et al.*, 2014). Na margem continental africana, congruente com o Segmento Central, ocorrem as bacias sedimentares da Província Costeira Centro-Oeste Africana (PCOA - Brownfield e Charpentier, 2006), abrangendo uma área de aproximadamente 590000 km<sup>2</sup> (Figura 2.1). Uma característica singular da PCOA é a ocorrência de uma espessa seção evaporítica, situada, mais especificamente, entre as zonas de fratura de Florianópolis e Ascensão (Figura 2.1). Esses evaporitos, bem como os sedimentos e rochas vulcânicas da seção Pré-sal que o antecedem, foram depositados em uma única bacia, que posteriormente foi dividida devido

à ruptura continental e à formação de crosta oceânica (Evans, 1978; Rabinowitz e LaBrecque, 1979; Austin Jr e Uchupi, 1982; Burke e Sengör, 1988; Nürnberg e Müller, 1991; Karner *et al.*, 1997; Karner e Driscoll, 1999; Karner, 2000; Karner e Gambôa, 2007; Aslanian *et al.*, 2009; Torsvik *et al.*, 2009; Moulin *et al.*, 2010; Buitter e Torsvik, 2014; Heine e Brune, 2014). Dessa origem comum, advém a equivalência estratigráfica do Pré-sal entre as bacias conjugadas através do Oceano Atlântico. Na margem africana, a evolução tectônica das bacias da PCOA é comumente dividida em quatro fases principais: pré-rifte, (sin-)rifte, transição e pós-rifte (*drift*), as quais foram adotadas neste capítulo (Teisserenc e Villemin, 1990; Katz e Mello, 2000).

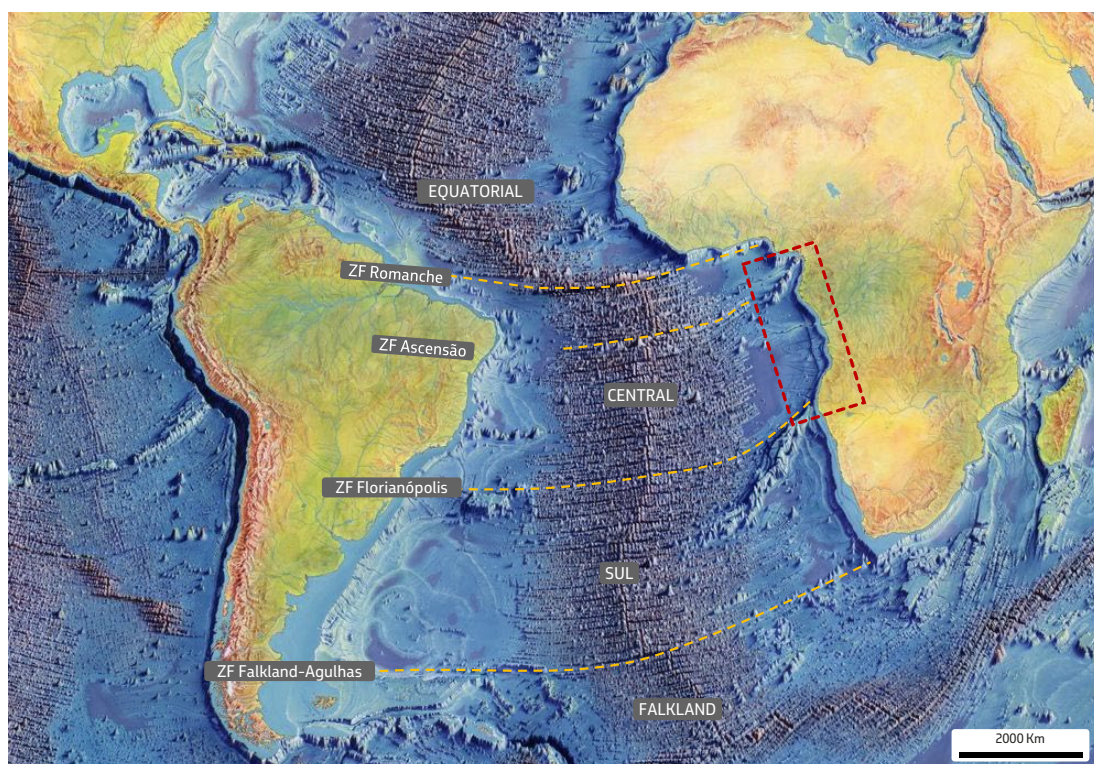


Figura 2.1 - Segmentos de crosta oceânica e seus limites determinados pelas zonas de fraturas (ZF). O retângulo tracejado vermelho indica a localização aproximada da PCOA na margem atlântica africana. Modificado de Matthews *et al.* (2011) e Seton *et al.* (2014). (Imagem: Berann *et al.*, 1977, <https://www.loc.gov/item/2010586277/>).

## 2.1. Fase pré-rifte (Triássico-Jurássico)

Esta fase corresponde a eventos de subsidência, tração e falhamentos que formaram uma grande depressão denominada Depressão Afro-Brasileira (Figura 2.1.1), a qual sucedeu as grandes bacias intracratônicas paleozoicas (Ponte *et al.*, 1971; Estrella, 1972; Teixeira Netto e Oliveira, 1985; Garcia, 1991; Chang *et al.*, 1992; Cesero *et al.*, 1997; Arai, 2007; Silva *et al.*, 2012). Centenas de metros de sedimentos continentais foram

depositados nessa depressão, constituindo importantes reservatórios de hidrocarbonetos (Teisserenc e Villemin, 1990). Esses sedimentos correspondem a depósitos aluviais, fluviais e lacustres, que foram preservados localmente (*e.g.* Sub-bacia do Gabão Interior, na parte leste da Bacia do Congo e bacias Recôncavo-Tucano-Jatobá, Sergipe-Alagoas e Camamu-Almada) (Brice *et al.*, 1982; McHargue, 1990; Teisserenc e Villemin, 1990; Chang *et al.*, 1992; Brownfield e Charpentier, 2006).

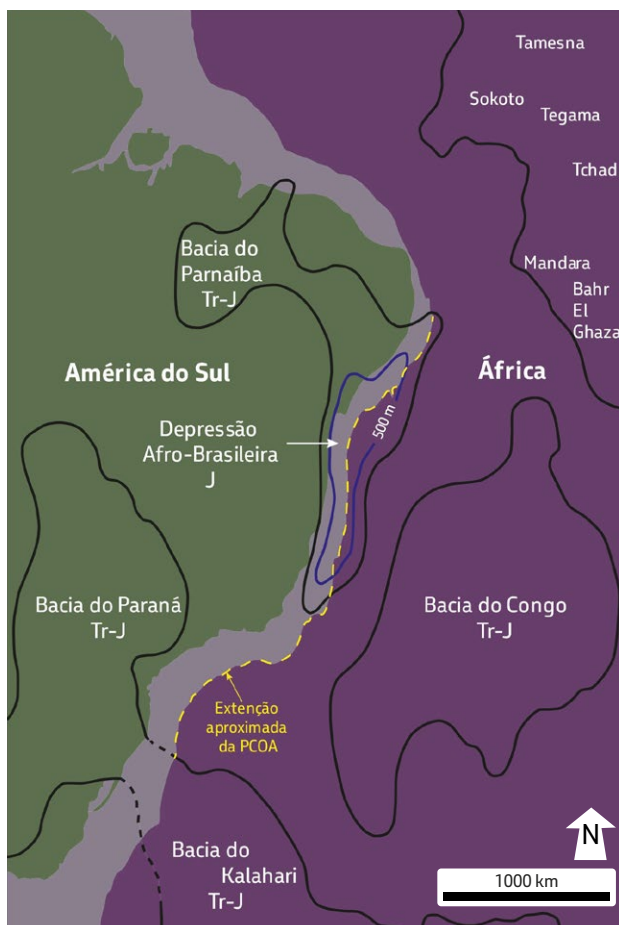


Figura 2.1.1 – Mapa paleogeológico do Pré-cretáceo com delimitação da depressão Afro-Brasileira. Tr - Triássico; J - Jurássico.. Modificado de Ponte *et al.* (1971) e Cesero *et al.* (1997).

## 2.2. Fase rifte e de transição (Valanginiano-Aptiano)

O início da fase rifte no segmento central do oceano Atlântico Sul ocorreu aproximadamente a 134-131 Ma (Valanginiano-Hauteriviano) e perdurou até aproximadamente 123 Ma (Aptiano Inferior) (Davison, 2007; Bradley, 2008; Moulin *et al.*, 2010; Quirk *et al.*, 2013; Peace *et al.*, 2020) (Figura 2.2.1a). Nessa fase, eventos de subsidência resultaram no desenvolvimento de expressivas bacias alongadas, controladas por falhas normais e caracterizadas por pronunciados grabens e hemi-grabens (LePichon e Fox, 1971; Gorini, 1976; Lehner e Ruitter, 1977; Asmus e Porto, 1980; Asmus e Baisch, 1983; Szatmari *et al.*, 1985; Chang *et al.*, 1992; Moulin *et al.*, 2005). O estágio inicial da fase de transição, compreendido aproximadamente entre 123 Ma a 116 Ma (Aptiano), é caracterizado pelo desenvolvimento de uma ampla bacia sag

e marca o princípio da formação da crosta oceânica (Karner e Gambôa, 2007; Kukla *et al.*, 2018) (Figura 2.2.1b). O estágio final da fase de transição é caracterizado pela deposição diacrônica de evaporitos sobre os sedimentos da bacia sag e crosta oceânica, culminado com a completa ruptura continental a aproximadamente 110 Ma (Kukla *et al.*, 2018).

A divisão das bacias conjugadas no segmento central foi mais simétrica naquelas situadas ao norte das bacias de Santos e Namibe (Figura 2.2.1c). A Bacia de Santos apresenta

uma extensa crosta continental com estruturação rifte (~550 km), enquanto a Bacia de Namibe possui uma margem continental muito mais estreita (~150 km) (Evans, 1978; Moulin *et al.*, 2005; Torsvik *et al.*, 2009; Lentini *et al.*, 2010; Beglinger *et al.*, 2012; Heine *et al.*, 2013; Kukla *et al.*, 2018). Dessa forma, considerando que os grandes campos de petróleo do Pré-sal estão nessa larga faixa continental da Bacia de Santos, não existe equivalência, em termos de distribuição areal, para ocorrências de tais campos na margem continental africana (Szatmari *et al.*, 1985; Unternehr *et al.*, 2010).

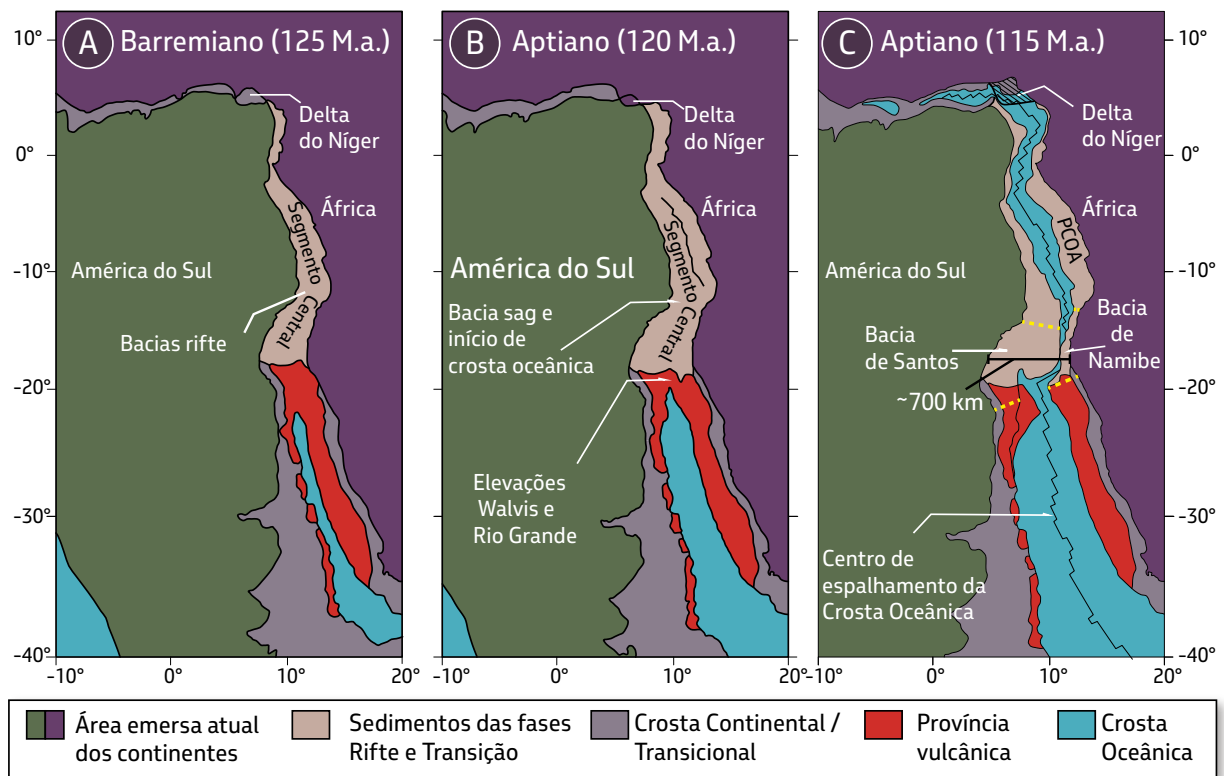


Figura 2.2.1 – Evolução diacrônica do Oceano Atlântico Sul: a) Ambientes lacustres ao norte e geração da crosta oceânica ao sul das Elevações de Walvis e Rio Grande (EWRG); b) A barreira natural causada pelas EWRG restringiu a franca circulação de água marinha nas bacias em subsidência ao norte, ocasionando precipitação de evaporitos durante o Aptiano Superior; c) Desenvolvimento de crosta oceânica ao norte das EWRG anterior à ruptura continental na região das bacias de Santos e Namibe. Notar assimetria na separação das bacias de Santos e Namibe. Linhas tracejadas amarelas indicam os limites aproximados das bacias de Santos e Namibe.

As bacias sedimentares que constituem a PCOA são denominadas, de norte a sul, como: Douala, Kribi-Campo, Rio Muni, Gabão, Congo, Kwanza, Benguela e Namibe. As bacias de Douala e Kribi-Campo são consideradas, por alguns autores (Nguimbous-Kouoh *et al.*, 2018), como sub-bacias de uma única, a bacia Douala/Kribi-Campo. A Bacia do Congo também é, comumente, subdividida em Bacia do Congo e Bacia do Baixo Congo (Marton *et al.*, 2000) (Figura 2.2.2a). O limite norte da PCOA é definido pelo Lineamento Vulcânico de Camarões, que separa a borda sul da província do Delta do Niger da Bacia de Douala. Já o limite sul, ocorre entre a Bacia de Namibe e a Elevação de Walvis. Os limites leste correspondem a sedimentos jurássicos, ou ao embasamento, e os limites oeste aproximadamente às primeiras ocorrências de crosta oceânica (Pauken *et al.*, 1991; Brownfield, 2016).

No que tange à sedimentação durante a fase rifte e de transição na PCOA, existe uma diferença na natureza dos depósitos, sendo predominantemente siliciclástica nas bacias localizadas ao norte da Sub-bacia do Gabão Sul, passando a carbonática e siliciclástica em direção ao sul, a partir desta bacia (Figura 2.2.3). O evento de sedimentação carbonática

na porção sul da PCOA pode estar relacionado ao vulcanismo alcalino que ocorreu ao longo do limite da margem continental entre as bacias do Gabão Sul e de Kwanza (Ros *et al.*, 2017; Fernandez *et al.*, 2020). Esse vulcanismo, que perdurou do Barremiano ao Aptiano, pode, em conjunto com processos hidrotermais, ter sido responsável pela elevação da alcalinidade na parte sul do lago rifte, favorecendo a precipitação de carbonatos (Fernandez *et al.*, 2020). Ele também explicaria as profundidades anormalmente reduzidas dos lagos durante a fase de transição, associadas à elevação térmica da crosta na PCOA (Fernandez *et al.*, 2020).

Os evaporitos apresentam uma grande variação de espessura na PCOA (Kukla *et al.*, 2018). Na região norte, a partir da Sub-bacia do Gabão Norte, grandes espessuras de evaporitos ocorrem próximo a costa e adelgamam para *offshore* (Figura 2.2.2b). Contrariamente, na região Sul, ocorre um espessamento no *offshore* associado ao grande aporte de sedimentos continentais sobre o sal. Isso provocou distensão e expulsão do sal para *offshore*, onde ocorre compressão e cavalgamentos (Jackson e Hudec, 2005) (Figura 2.2.2b).

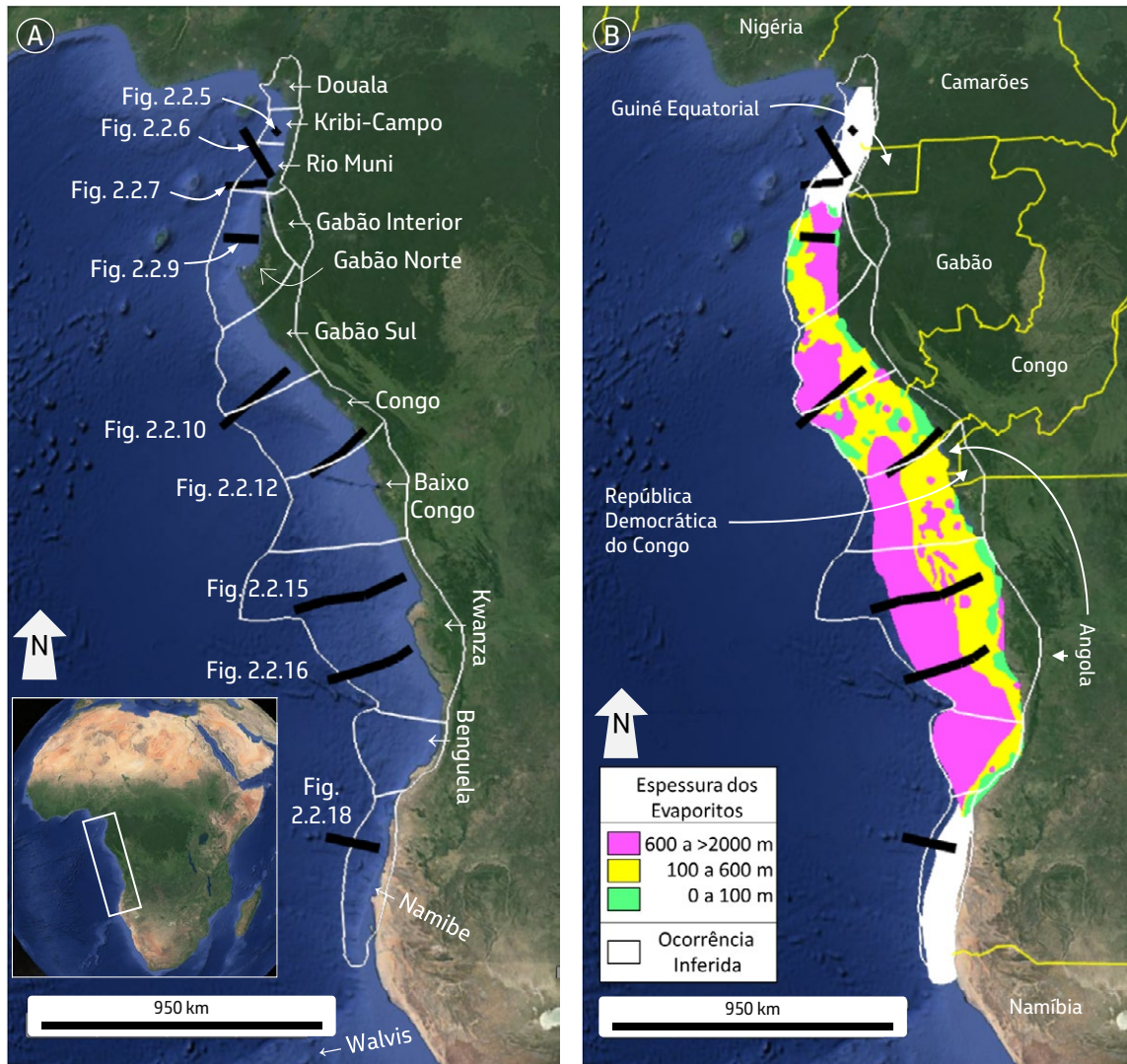


Figura 2.2.2 – Bacias sedimentares da PCOA: a) Linhas pretas indicam a localização das seções *offshore* das respectivas figuras; b) Distribuição dos depósitos evaporíticos da fase de transição. Espessura dos evaporitos de Kukla *et al.* (2018). Os limites das bacias foram obtidos de Teisserenc e Villemin (1990); Marton *et al.* (2000); Ntamak-Nida *et al.* (2010); Beglinger *et al.* (2012); Kukla *et al.* (2018). Ocorrência inferida indica possível ocorrência de evaporitos, com base nas seções sísmicas, mas que carecem de dados adicionais. Imagem Google Earth™.

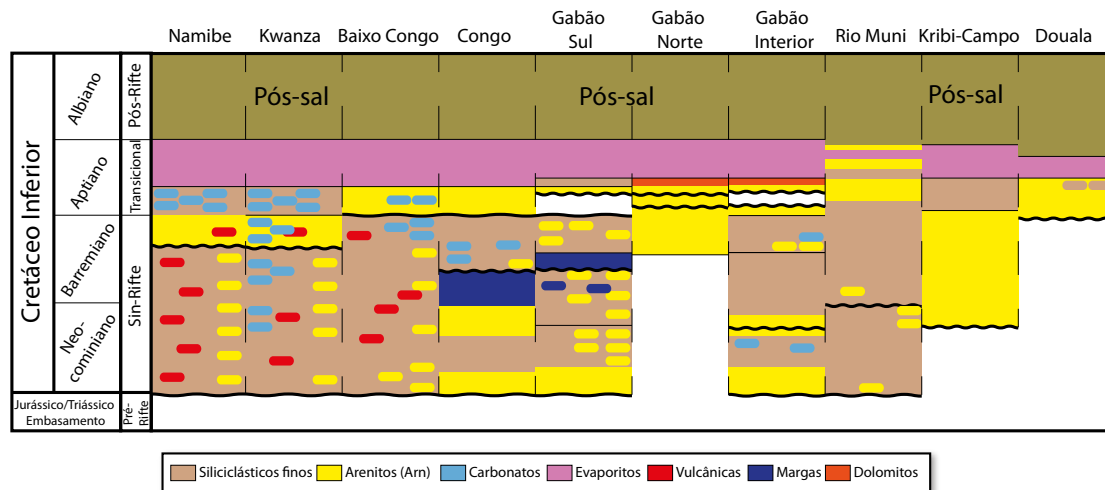


Figura 2.2.3 – Cronocorrelação das unidades estratigráficas das bacias sedimentares da PCOA. Notar a maior frequência de carbonatos entre as bacias de Namibe e Congo.

### 2.2.1. Bacias Douala / Kribi-Campo / Rio Muni

As unidades estratigráficas das bacias de Douala, Kribi-Campo e Rio Muni estão sumarizadas na Figura 2.2.4 e na Tabela 2.2.1. Nessas bacias o Pré-sal consiste em depósitos siliciclásticos fluviais e lacustres (Ross e Hempstead, 1993; Turner, 1995). O Pré-sal na Bacia de Douala é caracterizado por arenitos e folhelhos depositados em leques submarinos, fan-deltas ou depósitos turbidíticos sobrepostos por evaporitos (Pauken *et al.*, 1991) (Figura 2.2.4). Na Bacia de Kribi-Campo, sedimentos da fase rifting ocorrem apenas nas porções mais distais (*offshore*), enquanto sedimentos da fase de transição assentam-se diretamente sobre o alto de Kribi-Campo na região mais proximal

(Figura 2.2.5). Uma complexa estruturação dos sedimentos da fase de transição ocorre na parte proximal devido à halocinese. Esse processo gerou uma distribuição descontínua da camada de sal, formando espessos domos em algumas áreas, que contrastam com ausência absoluta de sal em outras (Figura 2.2.5). Na Bacia de Rio Muni, as maiores espessuras do Pré-sal ocorrem em um graben, que se estende por aproximadamente 60 km de largura (Figura 2.2.6). Domos de sal e estruturas complexas devido à intensa halocinese também estão presentes nessa bacia (Figura 2.2.7). De forma geral, a largura e o volume de sedimentos do Pré-sal, na porção *offshore* dessas três bacias, são menores, se comparados com as bacias localizadas ao Sul na PCOA, com exceção da Bacia de Namibe.

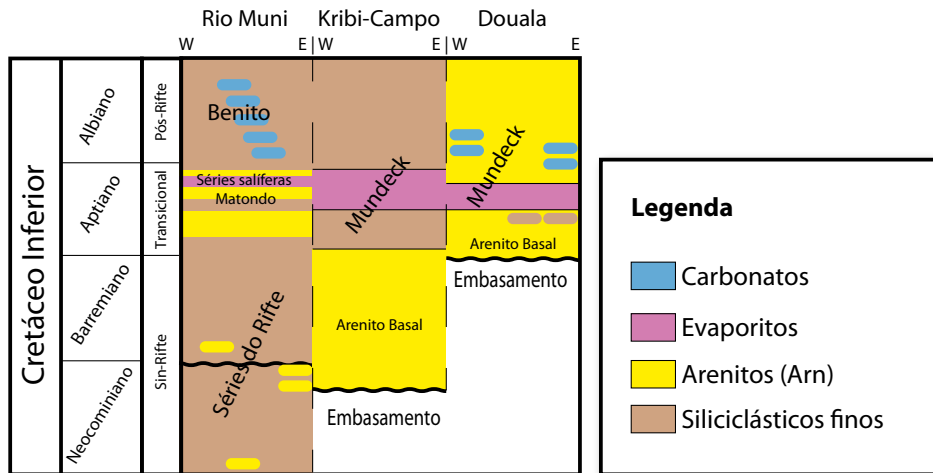


Figura 2.2.4 - Colunas cronoestratigráficas das bacias Douala, Kribi-Campo e Rio Muni.

Tabela 2.2.1 - Unidades estratigráficas das bacias Douala, Kribi-Campo e Rio Muni.

Bacia	Fase	Formação	Rochas	Esp. máx.	Ref.
Douala e Kribi-Campo	Transição	Mundeck	flh ricos em MO, margas e arn	-	1, 2, 3
	Rifte	Arenitos Basais	arn	-	3, 4
Rio Muni	Transição	Séries Salíferas Matondo	flh ricos em MO, margas e arn	800	1, 2, 3
	Rifte	Séries do Rifting	arn	4000	3, 4

1 - Brownfield e Charpentier (2006); 2 - Brownfield (2016); 3 - Ross e Hempstead (1993); 4 - Turner (1995). Abreviações: Esp. máx. – espessura máxima; Ref. – referências; arn – arenitos; flh – folhelhos; MO – Matéria orgânica

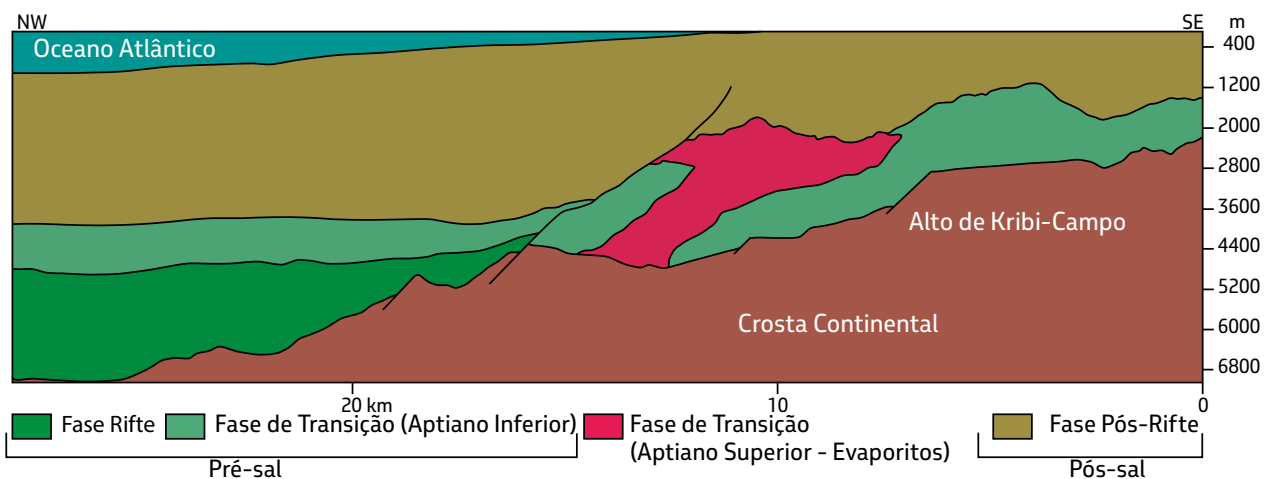


Figura 2.2.5 - Seção geológica da Bacia de Kribi-Campo. Localização na Figura 2.2.2. Modificada de Essi *et al.* (2021), Figura 19.

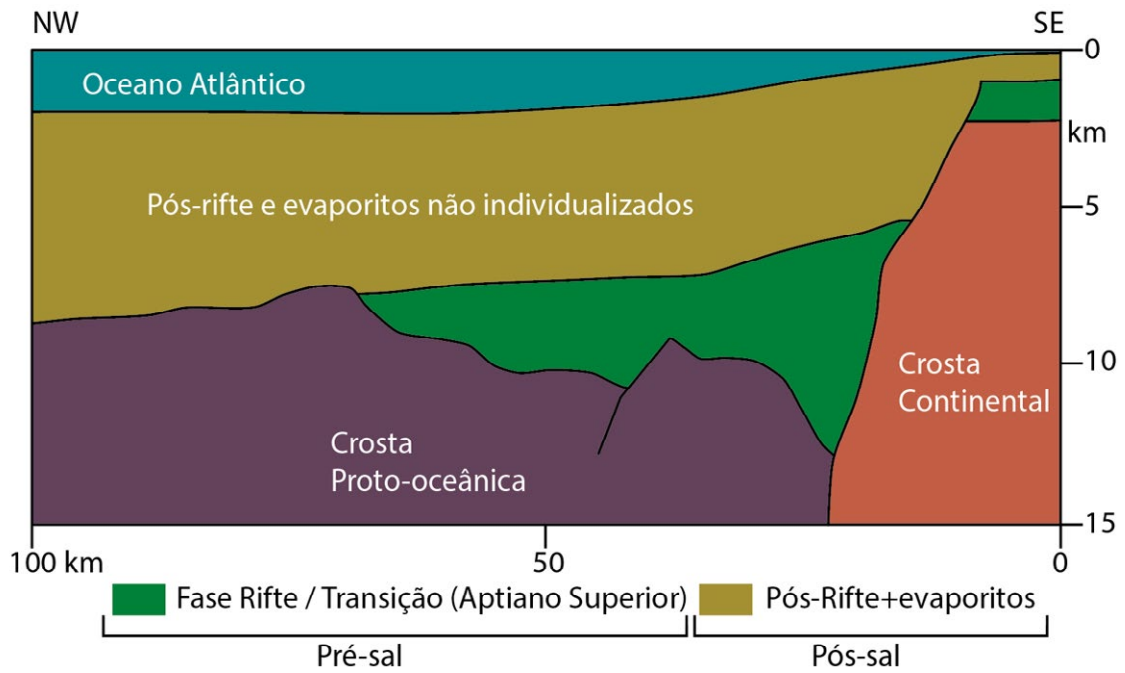


Figura 2.2.6 - Seção geológica da Bacia Rio Muni. Evaporitos e seção pós-rifte não individualizadas no trabalho original. Localização na Figura 2.2.2. Modificado de Turner e Wilson (2003), Figura 14b.

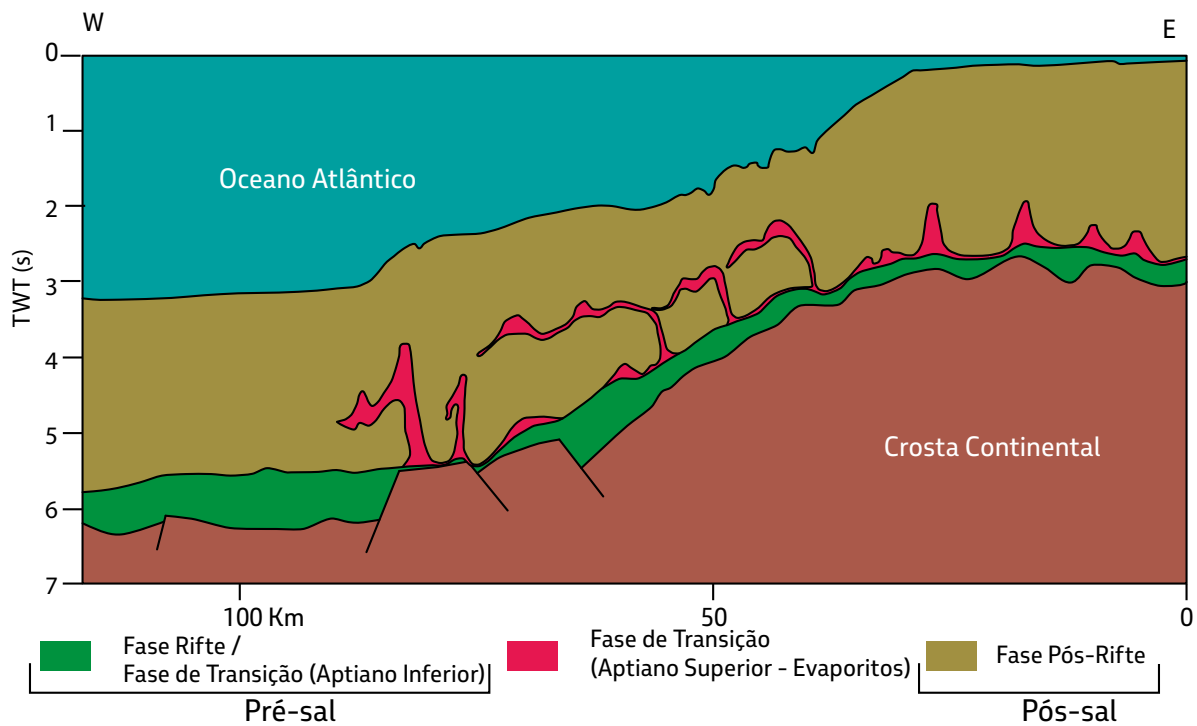


Figura 2.2.7 - Seção geológica em tempo da Bacia Rio Muni mostrando estruturas halocinéticas. A sísmica não apresenta boa resolução para a interpretação da seção Pré-sal. Localização Figura 2.2.2. Modificada de Tari *et al.* (2001 - Figura 5a, 2003 - Figura 10a).

### 2.2.2. Bacia do Gabão

A Bacia do Gabão pode ser individualizada em três sub-bacias: Interior, Sul e Norte (Figura 2.2.8). As Sub-bacias (Sb) Interior e Sul são similares, embora a Interior tenha sido tectonicamente menos ativa (Teisserenc e Villemin, 1990; Brownfield, 2016). As unidades estratigráficas dessas sub-bacias estão sumarizadas na Figura 2.2.8, Tabela 2.2.2 e Tabela 2.2.3. Na Sb Gabão Norte, espessos depósitos do Pré-sal ocorrem por mais de 100 km de largura, sem indicações de grandes

compartimentações, de acordo com a seção geológica esquemática *offshore* (Figura 2.2.9). Na Sb Gabão Sul, o Pré-sal se entende continuamente por mais de 180 km *offshore* (Figura 2.2.10). Um alto central do embasamento encerra os sedimentos da fase inicial do rifte em dois grabens, que coalescem em uma grande bacia durante a fase mais tardia do rifte e transição (Figura 2.2.10). Em ambas as sub-bacias, Norte e Sul, a sequência evaporítica foi sujeita à intensa halocinese, com formação de diápiros e domos (Figura 2.2.9 e Figura 2.2.10).

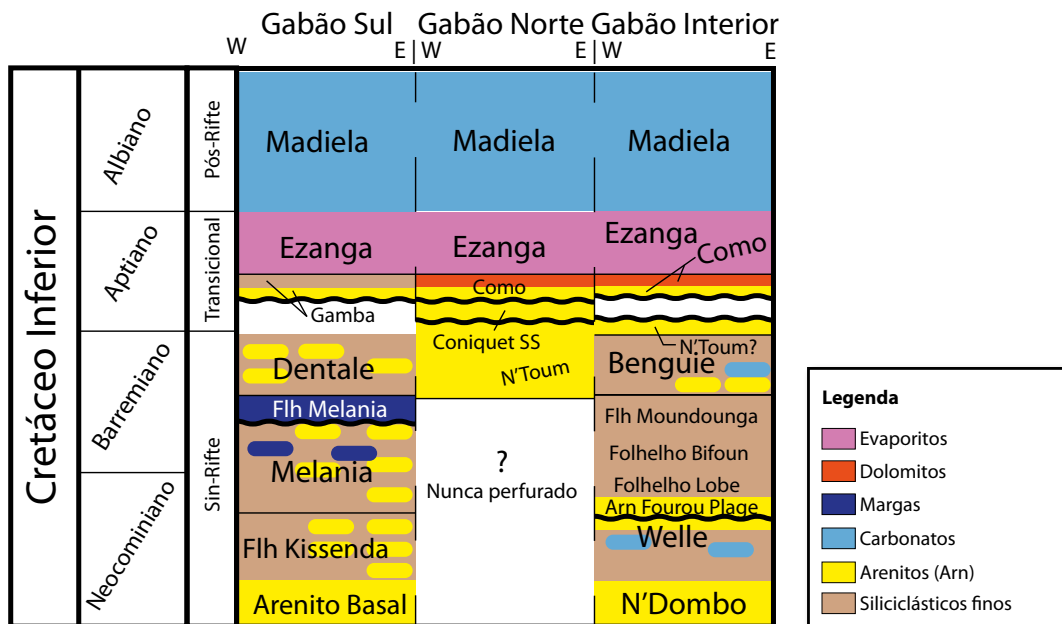


Figura 2.2.8 - Colunas cronoestratigráficas da Bacia do Gabão.

Tabela 2.2.2 - Unidades estratigráficas das sub-bacias do Gabão Interior e Norte.

Bacia	Fase	Formação	Principais Fácies	Esp. máx.	Ref.
Interior	Transição	Como	arn, dolomitos e flh ricos em MO	500	2,4
	Rifte	N'Toum	arn e flh	400	
		Bengie	Sedimentos continentais	400	
		Flh Moundounga	flh arenosos e flh betuminosos.	600	
		Flh Bifoum	flh	-	
		Flh Lobe	flh	-	
		Arn Fourou Plage	arn	-	
		Welle	flh ricos em MO e lâminas pirobetuminosas	900	
N'Dombo	arn, arn conglomeráticos e algum flh	400	1, 2, 4		
Norte	Transição	Como	arn, dolomitos, flh e flh ricos em MO	500	2,4
	Rifte	Coniquet	Sedimentos continentais	-	
		N'Toum	Sedimentos continentais	1500	
1 - Brink (1974); 2 - Brownfield e Charpentier (2006); 3 - Brownfield (2016); 4 - Teisserenc e Villemin (1990). Abreviações: Esp. máx. – espessura máxima; Ref. – referências; arn – arenitos; flh – folhelhos; MO – Matéria orgânica					

Tabela 2.2.3 - Unidades estratigráficas da Sub-bacia do Gabão Sul.

Bacia	Fase	Formação	Principais Fácies	Esp. máx.	Ref.
Sul	Transição	Gamba	Conglomerados, arn, flh arenosos, dolomitos e anidrita	-	2, 3, 4
	Rifte	Dentale	arn e flh ricos em MO	3000	
		flh Melania	flh ricos em MO, siltitos e calcários	600	
		Melania	flh, arn argilosos finos	-	
		flh Kissenda	Poucos carbonatos, siltitos, arn e conglomerados	1000	
		Arenito Basal	arn e conglomerados	400	
2 - Brownfield e Charpentier (2006); 3 - Brownfield (2016); 4 - Teisserenc e Villemin (1990). Abreviações: Esp. máx. – espessura máxima; Ref. – referências; arn – arenitos; flh – folhelhos; MO – Matéria orgânica					

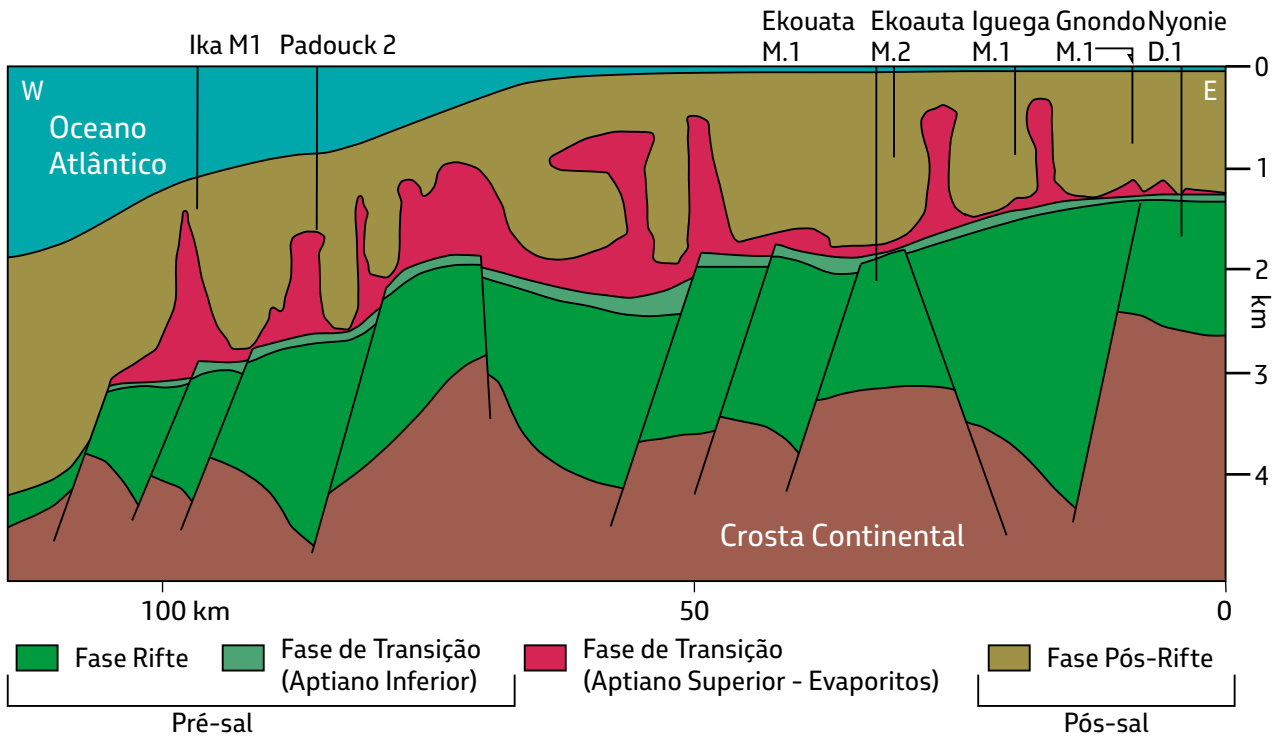


Figura 2.2.9 – Seção geológica esquemática da Sub-bacia do Gabão Norte. A escala horizontal é relativa à distância entre os poços Ika M1 e Nyonie D.1. Localização na Figura 2.2.2. Modificado de République Gabonaise (2018).

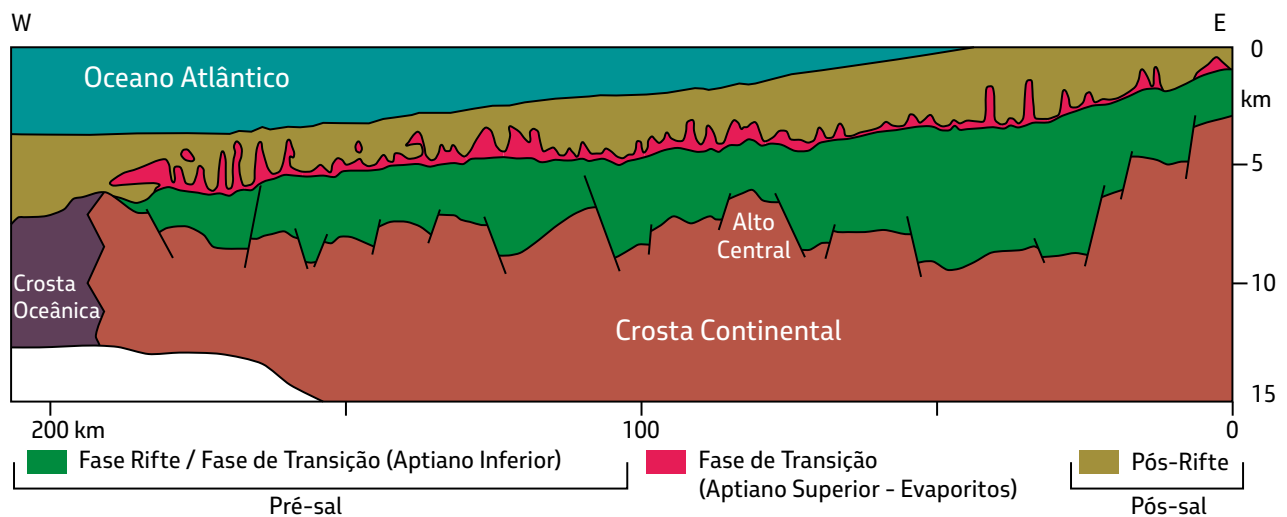


Figura 2.2.10 – Seção geológica da Sub-bacia do Gabão Sul. Localização na Figura 2.2.2. Modificado de Lentini *et al.* (2010), Figura 13.

### 2.2.3. Bacias do Congo e Baixo Congo

As unidades estratigráficas da Bacia do Congo e do Baixo Congo estão sumarizadas na Figura 2.2.11, Tabela 2.2.4 e Tabela 2.2.5. A Bacia do Congo apresenta similaridades

estruturais com a Sub-bacia do Gabão Sul (Figura 2.2.10). Na Bacia do Baixo Congo, o Pré-sal se estende por mais de 270 km de extensão *offshore*. Um proeminente alto central do embasamento encerra o Pré-sal em dois

grabens. Esse alto pode ter proporcionado um ambiente raso durante o Aptiano superior, resultando na deposição de calcários da Fm Toca (McHargue, 1990) (Figura 2.2.12). O graben situado a oeste do alto central é bastante abatido em relação ao leste, sendo recoberto por quase 10 km de sedimentos das seções Pré-sal e Pós-sal (Figura 2.2.12). Os depósitos mais jovens da fase de transição na Bacia do Congo correspondem aos evaporitos da Fm. Loeme, que é correlata da Fm.

Ezanga na Sub-bacia do Gabão Sul. A camada evaporítica pode atingir mais de 1000 m de espessura (Brownfield, 2016), mas é bastante descontínua, com inúmeras janelas, devido à halocinese. Na Bacia do Baixo Congo, a intensa halocinese é associada à grande carga sedimentar do Pós-sal, gerada pelo delta do Congo (Figura 2.2.12) (Costa *et al.*, 1999). Rochas vulcânicas de idade Neocomiano e Barremiano ocorrem na Bacia do Baixo Congo (Valle *et al.*, 2001) (Figura 2.2.11).

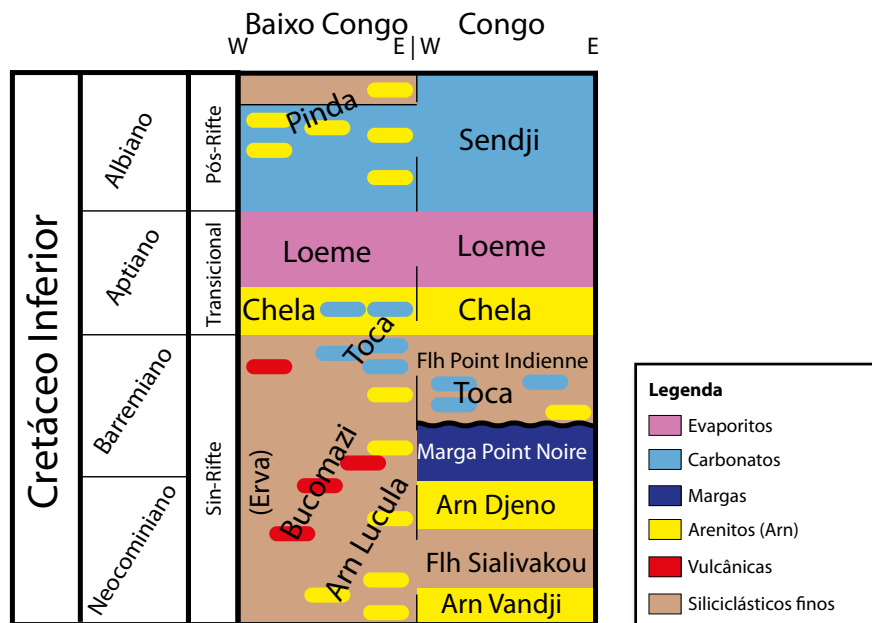


Figura 2.2.11 - Colunas cronoestratigráficas da Bacia do Congo e do Baixo Congo.

Tabela 2.2.4 - Unidades estratigráficas da Bacia do Congo.

Fase	Formação	Principais Fácies	Esp. máx.	Ref.
Transição	Arn Chela	Arn e flh	-	1, 2, 3
Rifte	Flh Point Indienne	Flh	-	
	Toca	Calcários	-	
	Marga Pointe Noire	Flh ricos em MO, margas e flh negros dolomíticos	500	
	Arn Djeno	Arn	-	
	Flh Sialivakou	Flh	-	
	Arn Vandji	Arn	-	

1 - Brownfield e Charpentier (2006); 2 - Brownfield (2016); 3 - Harris (2000). Abreviações: Esp. máx. – espessura máxima; Ref. – referências; arn – arenitos; flh – folhelhos; MO – Matéria orgânica

Tabela 2.2.5 - Unidades estratigráficas da Bacia do Baixo Congo.

Fase	Formação	Principais Fácies	Esp. máx.	Ref.
Transição	arn Chela	arn e flh	-	2, 4, 5
	Toca A	Calcários, arn e flh	-	2, 4, 5
Rifte	Toca B, C, D	Dolomitos, calcarenitos e flh	300	4, 5
	Erva	arn argilosos, flh ricos em MO e arn	1200	5
	Bucomazi	flh, argilitos, margas, arn, flh ricos em MO	2100	1, 3, 5, 6
	arn Lucula	arn	-	5, 6

Ref.: 1 - Brice *et al.* (1982); 2 - Brownfield (2016); 3 - Costa *et al.* (1999); 4 - Harris (2000); 5 - McHargue (1990); 6 - Schoellkopf e Patterson (2000). Abreviações: Esp. máx. - espessura máxima; Ref. - referências; arn - arenitos; flh - folhelhos; MO - Matéria orgânica

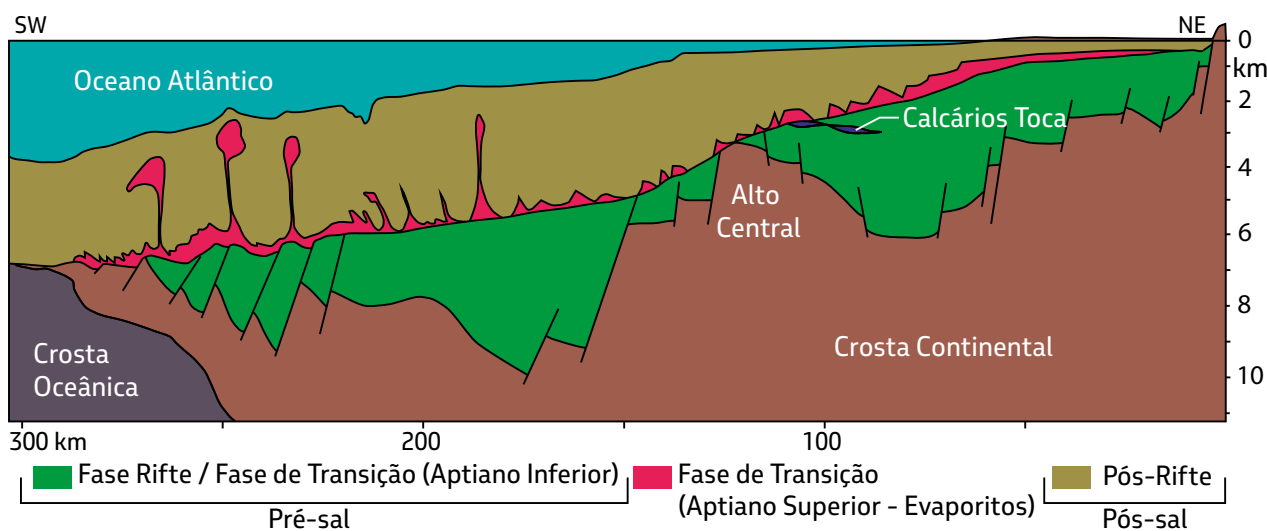


Figura 2.2.12 - Seção geológica da Bacia do Baixo Congo. Localização na Figura 2.2.2. Modificado de Wonham *et al.* (2010), Figura 6.

### 2.2.4. Bacias Kwanza e Benguela

A Bacia de Kwanza pode ser subdividida em três partes: Interna, Alto Central e Externa (Figura 2.2.13). O empilhamento estratigráfico e litologias dessa bacia estão sumarizados na Figura 2.2.14 e na Tabela 2.2.6. A Parte Interna corresponde a toda a porção *onshore* da bacia,

sendo limitada a oeste pelo Alto Central e a leste pelo embasamento Paleoproterozoico (Figura 2.2.13). O desenvolvimento independente da Parte Interna resultou na deposição de litologias diferentes, mas temporalmente equivalentes àsquelas encontradas no Pré-sal do Alto Central e da Parte Externa (Figura 2.2.14 e na Tabela 2.2.6).

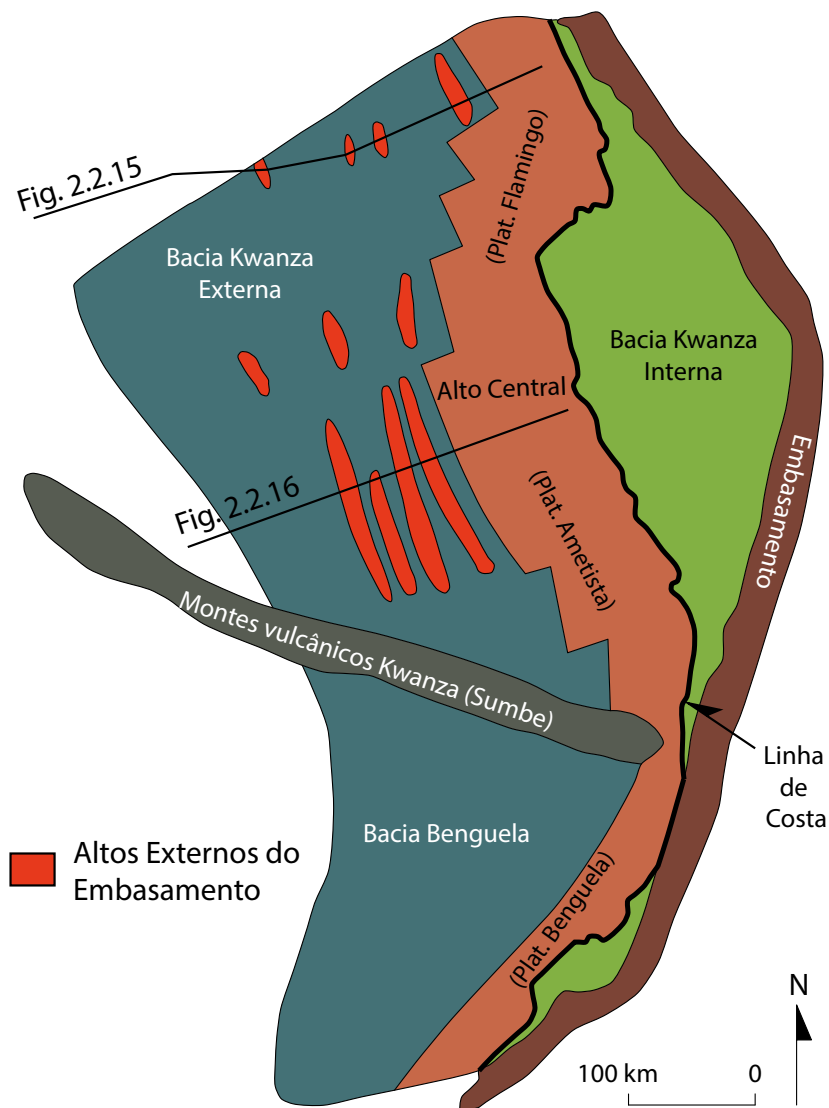


Figura 2.2.13 – O Alto Central (plataformas Flamingo, Ametista e Benguela) separa as partes Interna e Externa da Bacia de Kwanza. Os altos alongados e isolados na Parte Externa foram importantes para a deposição de calcários. Os Montes Vulcânicos Kwanza (~95 Ma) separam as bacias de Kwanza e Benguela. Modificado de Qiu *et al.* (2020), figura 12.

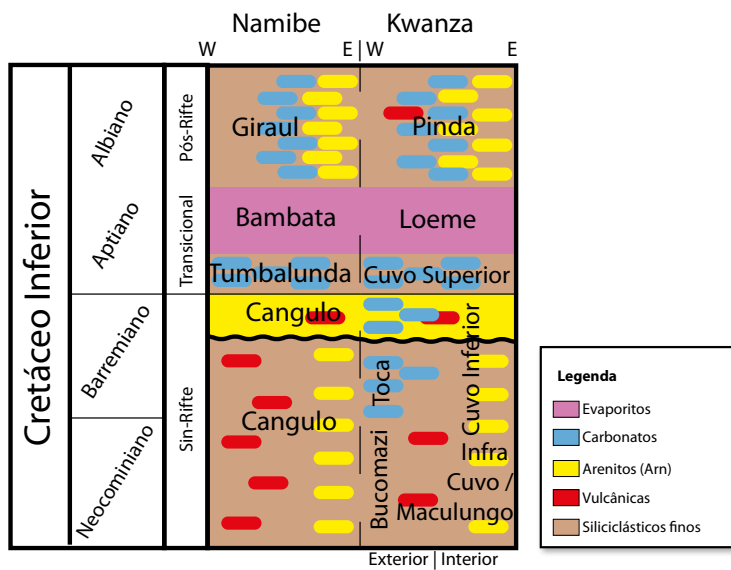


Figura 2.2.14 - Colunas cronoestratigráficas das bacias de Kwanza e Namibe.

Tabela 2.2.6- Unidades estratigráficas da Bacia de Kwanza, porções interna e externa.

Porção	Fase	Formação	Principais Fácies	Ref.
Interna	Transição	Cuvo Superior (Gray Cuvo)	arn, dolomitos e calcários com algumas ocorrências de carvão	1, 2, 3
	Rifte	Cuvo Inferior (Red Cuvo)	Conglomerados, arn, argilitos, cinza vulcânica	1, 3, 4
		Infra Cuvo / Maculungo	Rochas tufáceas, flh, flh ricos em MO e evaporitos	1, 3
Externa	Transição	Cuvo Superior (Gray Cuvo)	arn, siltitos, flh, <i>mudstones</i> , <i>wackestones</i> , <i>packstones</i> com esferulitos calcíticos em matriz argilosa a dolomítica, carbonatos microbiais	6, 9
	Rifte	Toca	Calcários (ex.: coquinas, <i>packstones</i> , <i>grainstones</i> , dolomitos), argilitos dolomíticos e oolitos silicificados	6, 7, 8, 9
		Bucomazi	arn, siltitos, flh, flh ricos em MO e calcários	5, 8

1 - Brognon e Verrier (1966); 2 - Brownfield (2016); 3 - Burwood (1999); 4 - Coward *et al.* (1999); 5 - Costa *et al.* (2001); 6 - Pasley *et al.* (1998); 7 - Saller *et al.* (2016); 8 - Schoellkopf e Patterson (2000); 9 - Uncini *et al.* (1998)".  
 Abreviações: Ref. – Referências; arn – arenitos; flh – folhelhos; MO – Matéria orgânica

O Alto Central é um alto do embasamento com direção aproximada NW-SE, que abrange grande parte do comprimento da bacia e atinge larguras de até 100 km na sua região centro-sul (Figura 2.2.15). Devido a sua morfologia de topo plano, seus três segmentos

principais foram denominados como plataformas Flamingo, Ametista e Benguela (Brognon e Verrier, 1966; Hudec e Jackson, 2002). Na região norte *offshore*, a Bacia de Kwanza se estende por pelo menos 280 km de largura. Nessa região, o Alto Central apresenta um

mergulho constante em direção à Parte Externa, sendo capeado por pequena espessura de Pré-sal e Evaporitos (Figura 2.2.15). A transição entre o Alto Central e a Parte Externa é marcada pelo aumento abrupto da espessura do Pré-sal contra a falha de borda, indicando a perenidade ou até soerguimento do Alto Central, devido a ausência da seção rifte em

seu topo (McHargue, 1990) (Figura 2.2.15). Na Parte Externa, ocorre um grande espessamento da seção do Aptiano inferior, colmatando os altos estruturais derivados do embasamento (Figura 2.2.15). No extremo oeste da Parte Externa, ocorrem espessos depósitos da fase rifte encaixados e deformados em grabens do embasamento (Figura 2.2.15).

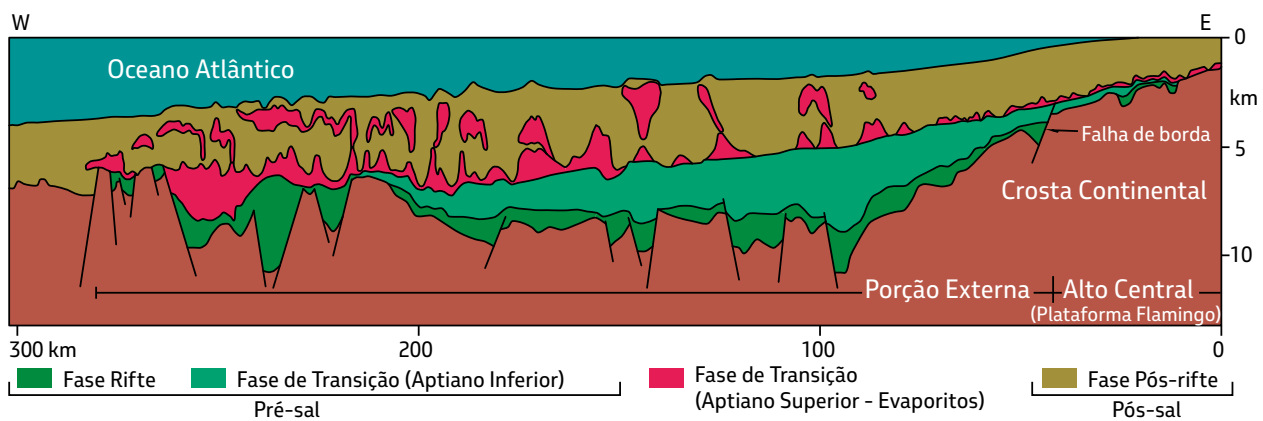


Figura 2.2.15 - Seção geológica da região norte da Bacia de Kwanza. Localização na Figura 2.2.2 e figura 2.2.13. Modificado de Lentini *et al.* (2010), Figura 13.

Na região centro-sul da Bacia de Kwanza, o Alto Central apresenta uma morfologia de topo bastante plana, colmatada pelos sedimentos da fase rifte e por delgada seção do Aptiano Inferior e Evaporitos (Figura 2.2.16). A transição para a Parte Externa é relativamente abrupta se comparada com a região norte (Figura 2.2.15). O Pré-sal na Parte Externa é mais delgado do que na região norte, sendo modelado por altos isolados do embasamento (Figura 2.2.16). Nas áreas estruturalmente

mais altas/rasas e de maior energia associadas a estes altos isolados, ocorrem carbonatos microbiais e coquinas, similarmente ao que ocorre nas bacias conjugadas brasileiras, *i.e.* Campos e Espírito Santo (Carminatti *et al.*, 2008; Saller *et al.*, 2016) (Para informações adicionais sobre a geologia da Bacia de Kwanza consultar McHargue, 1990; Dale *et al.*, 1992; Cerling, 1994; Bate, 1999; Wright, 1999, 2012; Harris, 2000; Poropat e Colin, 2012; Quirk *et al.*, 2013).

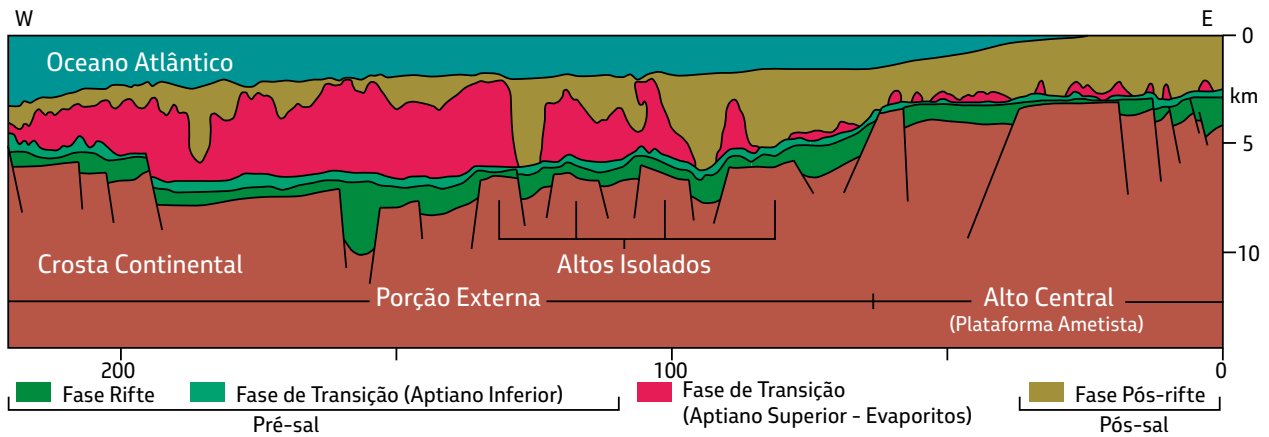


Figura 2.2.16 – Seção geológica da região centro-sul da Bacia de Kwanza. Localização na Figura 2.2.2 e figura 2.2.13. Modificado de Qiu *et al.* (2020), Figura 13.

Os depósitos mais jovens da fase de transição (Aptiano Superior) na Parte Interna da Bacia de Kwanza consistem em evaporitos maciços, evaporitos depositados em *sabkhas*, e dois ciclos de calcários intercalados com evaporitos e capeados por dolomitos (Brognon e Verrier, 1966; Burwood, 1999; Brownfield, 2016). Nas áreas do Alto Central e Parte Externa, os pacotes de halita intercalados com anidrita da Fm. Loeme são similares aos depósitos da Bacia do Baixo Congo e da Fm. Retiro da Bacia de Campos (Pasley *et al.*, 1998; Uncini *et al.*, 1998; Brownfield, 2016). Sobre o Alto Central, o sal é delgado e descontínuo, formando pequenos domos e diápiros. Na Parte Externa, ocorrem muralhas e grandes domos e diápiros. Em ambas as áreas, houve intensa halocinese (Figura 2.2.15 e Figura 2.2.16).

Dado que a Parte Externa da Bacia de Kwanza apresenta certa similaridade com a Bacia de Santos no que diz respeito às litologias, foi concebida uma comparação entre suas unidades estratigráficas (Figura 2.2.17). De forma geral, o tempo considerado para deposição do Pré-sal é um pouco maior em Kwanza, tendo se iniciado no Berriasiano; ao passo que em Santos, o início é marcado no Barremiano. O tempo relacionado à fase de transição engloba as fases rifte superior, sag e sal na Bacia de Santos. A Formação Cuvo Superior é equivalente à Formação Barra Velha e a Formação Toca é equivalente aos calcários bioclásticos das formações Itapema e Piçarras. A Formação Bucomazi englobaria as porções geradoras das formações Itapema e Piçarras da Bacia de Santos.



2016; Reid e Ashfield, 2016) (Figura 2.2.18). Esse espessamento possivelmente coaduna a interpretação que associa o início da fase de transição, equivalente ao rifte superior na Bacia de Santos (Figura 2.2.17), à Formação Cangulo. Por outro lado, a Fm. Tumbalunda corresponderia apenas ao final da fase de transição, que antecede a deposição do sal, e é equivalente a fase sag na Bacia de Santos (Figura 2.2.17). Em direção oeste, ocorre um segundo graben separado por um alto do embasamento, no qual é interpretada uma seção menos espessa de aproximadamente 1200 m da fase rifte e ausência de sedimentos da fase de transição (Figura 2.2.18), similarmente ao interpretado na Figura 2.2.15. A seção *offshore* dessa bacia é pouco conhecida,

no entanto um poço (Tapir South-1) identificou calcários de idade Aptiano, com porosidade de até 18% na Formação Tumbalunda (Rathee e Kornpihl, 2016; Reid e Ashfield, 2016). O final da fase de transição na porção *onshore* consiste em depósitos de gipsita da Fm. Bambata, que são interpretados como produtos residuais da dissolução fracionada de pacotes de halita (Gindre-Chanu *et al.*, 2015). Na porção *offshore*, a Fm. Bambata é correlata da Fm. Loeme da Bacia de Kwanza e consiste predominantemente em halita. Nesse contexto, ela atinge até 1000 m de espessura devido à halocinese (Figura 2.2.18). Contudo, em geral, é pouco espessa ou ausente (Gindre-Chanu *et al.*, 2015, 2016; Reid e Ashfield, 2016).

Tabela 2.2.7 - Unidades estratigráficas da Bacia de Namibe.

Fase	Formação	Principais fácies	Ref.
Transição	Tumbalunda	Arn, grânulos, seixos, flh ricos em MO, evaporitos, estromatólitos finamente laminados e chaminés hidrotermais com até 6 m de altura no <i>onshore</i> ; calcários equivalentes a Fm. Cuvo Superior no <i>offshore</i> .	2
Rifte	Cangulo	Conglomerados, margas, travertinos e tufas dolomíticas e depósitos silicosos subaéreos no <i>onshore</i> . Equivalente a Fm. Bucomazi no <i>offshore</i> .	1, 2, 3, 4, 5

1 - Cury *et al.* (2019); 2 - Gindre-Chanu *et al.* (2016); 3 - Rathee e Kornpihl (2016); 4 - Reid e Ashfield (2016); 5 - Rochelle-Bates *et al.* (2020). Abreviações: Ref. – referências; arn – arenitos; flh – folhelhos; MO – Matéria orgânica

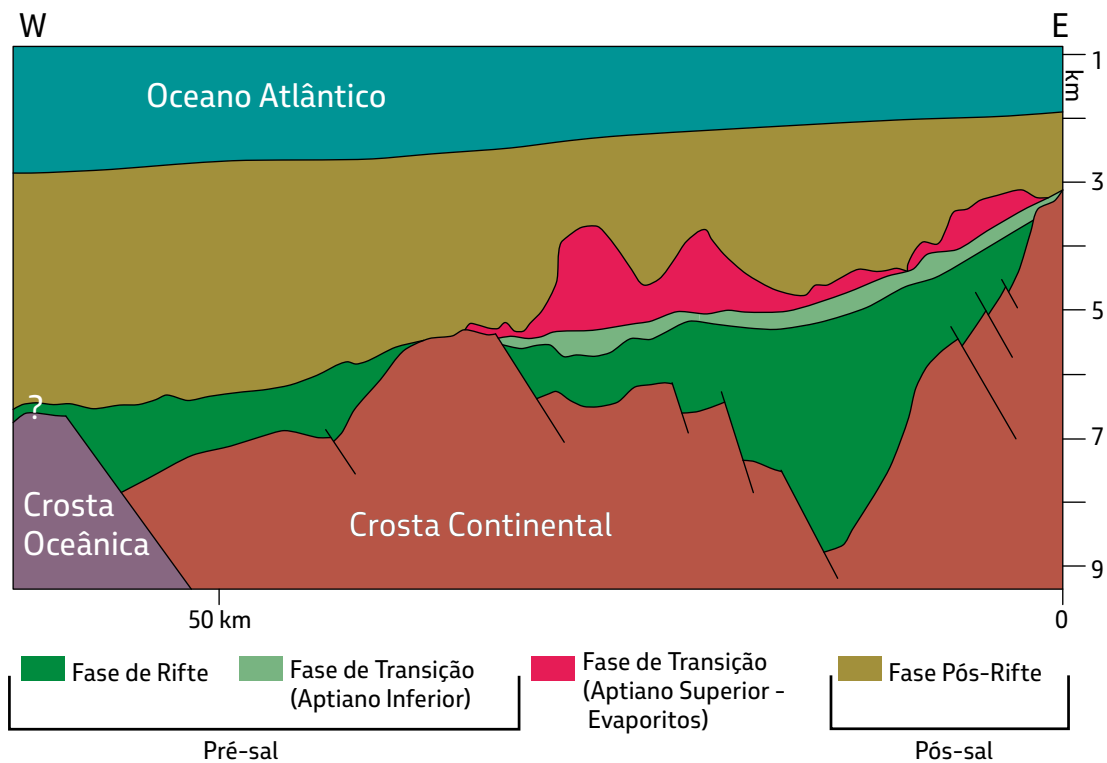


Figura 2.2.18 – Seção geológica da Bacia de Namibe, indicando um expressivo espessamento da fase rifting (Fm. Cangulo). Localização na Figura 2.2.2. Modificado de Reid e Ashfield (2016), Reid *et al.* (2016), Tyrrell *et al.* (2017) e Tyrrell e Vartan (2018).

### 2.3. Fase Pós-rifting (Albiano ao recente)

O contínuo desenvolvimento de crosta oceânica e subsequente resfriamento na base da crosta continental a partir do Albiano produziu uma rápida subsidência, formando uma extensa depressão em toda a PCOA (Qiu *et al.*, 2020). Nessa depressão, ainda não muito profunda, iniciou-se o desenvolvimento de ambientes sedimentares marinhos com a abertura do Golfo de Guiné, no seu extremo norte (Tissot *et al.*, 1980; Dias-Brito, 1982, 1987). Os sedimentos mais jovens da fase Pós-rifting foram depositados em dois regimes distintos: unidades transgressivas formadas por clásticos e carbonatos de plataforma, seguidos por depósitos progracionais ao longo da margem continental ou depósitos marinhos de água profunda (Brownfield e Charpentier, 2006). No Cenomaniano, a cadeia Walvis

foi permanentemente submersa (Qiu *et al.*, 2020). Durante o Cenomaniano e Turoniano, foram depositados folhelhos ricos em matéria orgânica, associados a um evento anóxico global (Beglinger *et al.*, 2012). Do Campaniano ao Maastrichtiano, uma extensiva transgressão ocorreu, relacionada a um estágio de subida global do nível do mar (Brownfield e Charpentier, 2006; Qiu *et al.*, 2020). Do Paleoceno ao Oligoceno, ocorreu um período de queda global do nível do mar (Edwards e Bignell, 1988a; Brownfield e Charpentier, 2006; Brownfield, 2016). Devido à elevação do manto na região leste da África, o continente também foi elevado e, conseqüentemente, erodido. Parte dos sedimentos gerados foram transportados para oeste na extensa rampa formada pelo basculamento do continente (Qiu *et al.*, 2020). Ambientes de sistemas deltaicos se

estabeleceram na margem oeste do continente, enquanto sedimentos clásticos-terrígenos das áreas costeiras foram transportados para águas mais profundas, formando leques turbidíticos (Jackson, *et al.*, 2005). No Oligoceno, esse grande aporte de sedimentos também ocasionou intensa halocinese do pacote de sal subjacente. Como resultado houve uma distensão da camada evaporítica na parte leste e compressão na parte oeste (Jackson e Hudec, 2005) (Figura 2.2.2). No Mioceno, ocorreu uma elevação do nível do mar e uma extensa área com sedimentos marinhos se desenvolveu ao longo da costa oeste da África. Do Plioceno ao Pleistoceno, houve um significativo recuo do nível do mar (Nicolai, *et al.*, 2013).

## 2.4. Sistemas Petrolíferos do Pré-sal na Província Costeira Centro-Oeste Africana

A Província Costeira Centro-Oeste Africana (PCOA) é prolífica na geração de hidrocarbonetos, que são encontrados tanto na porção *onshore* quanto na porção *offshore* de suas bacias. Acumulações de hidrocarbonetos foram descobertas em praticamente todas as bacias, com exceção da Bacia de Namibe. Nesta seção serão apresentados apenas os sistemas petrolíferos das fases rifte e de transição, cujo selo, em geral, consiste nos evaporitos de idade Aptiano Superior. Os dados e referências sobre eles foram sumarizados na Figura 2.4.1 e na Tabela 2.4.1.

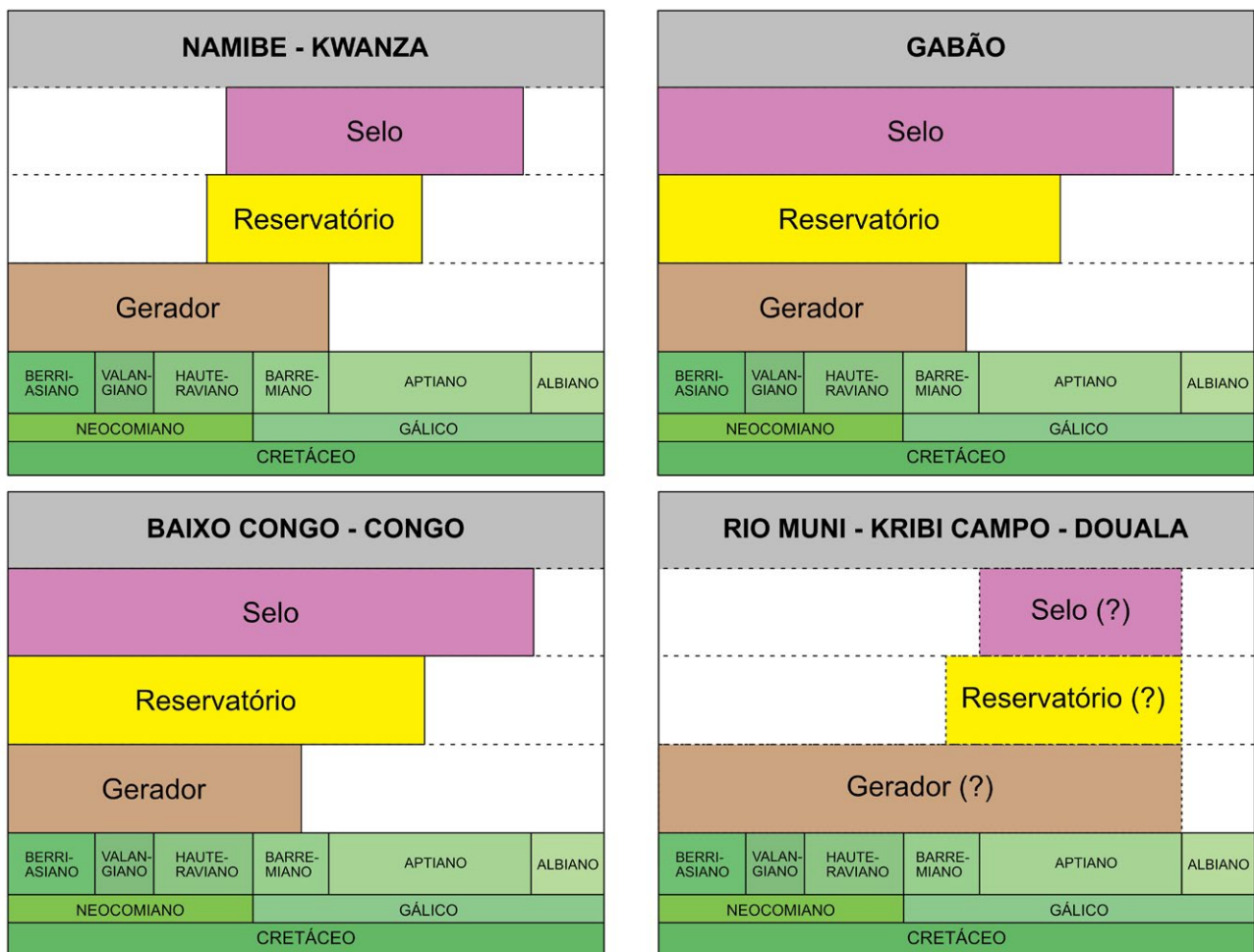


Figura 2.4.1 – Sumário dos principais elementos dos sistemas petrolíferos no Pré-sal da PCOA. (?) Incertezas devidas à deficiência de dados encontrados.

Na PCOA as rochas geradoras da fase rifte demonstram grande afinidade com as ocorrências de hidrocarbonetos. Essas rochas, com idades Neocomiano e Aptiano, consistem em folhelhos e margas ricos em matéria orgânica. Elas foram depositadas em lagos estratificados e anóxicos, favoráveis à preservação da matéria orgânica, cujos depocentros correspondem aos grabens e hemi-grabens da fase rifte (Brownfield e Charpentier, 2006). A geração de hidrocarbonetos no Pré-sal está ativa do Cretáceo Superior até o presente (Schoellkopf e Patterson, 2000; Beglinger *et al.*, 2012). Os sistemas petrolíferos evoluíram distintivamente de leste a oeste devido a diferenças entre as geradoras, os reservatórios e o *timing* (Schoellkopf e Patterson, 2000). Os caminhos de migração são majoritariamente por falhas subverticais (Brownfield, 2016). A migração dos óleos das geradoras da fase rifte até os reservatórios Pós-sal ocorreu através de janelas na sequência evaporítica do Aptiano Superior (Brownfield, 2016). A migração lateral é expressiva e ocorre principalmente na base dos evaporitos, através dos arenitos Chela na Bacia do Congo, arenitos Como na Sub-bacia do Gabão Norte, arenitos Gamba na Sub-bacia do Gabão Sul, além de arenitos e calcários Cuvo Superior na Bacia de Kwanza (Brownfield e Charpentier, 2006; Brownfield, 2016; Saller *et al.*, 2016).

Segundo Schiefelbein *et al.* (2000), os óleos lacustres da PCOA podem ser classificados em pelo menos três famílias distintas. Uma delas é exclusiva da Bacia do Congo (Figura 2.4.2) e caracterizada por elevada razão de isoprenóides (*pristine/phytane* > 2.0), composição intermediária de isótopos estáveis de carbono, variáveis canônicas negativas (Sofer, 1984), abundância de terpanos tricíclicos estendidos, enriquecimento

de C27- $\alpha\beta\beta$ -esteranos, além de concentrações variáveis de gammaceranos e 4-metil esteranos. A segunda família ocorre na região central da Bacia Gabão e norte da Bacia Kwanza, sendo correlacionável com óleos da Bacia do Recôncavo, no Brasil (Figura 2.4.2). Essa família é caracterizada pelo baixo teor de enxofre, composição intermediária para leve de isótopos estáveis de carbono, baixa razão esterano/hopano, além de concentrações variáveis de gammaceranos e 4-metil esteranos. A terceira família incluiu óleos das bacias Benguela e Kwanza, que são correlacionáveis com óleos encontrados na Bacia de Campos (Figura 2.4.2). Como características distintas possuem composição pesada de isótopos estáveis de carbono e grande concentração de 4-metil esteranos (Schiefelbein *et al.*, 2000).

Diversos trabalhos têm estudado a relação das grandes províncias vulcânicas (sigla em inglês: LIP – *Large Igneous Province*) e a evolução dos sistemas petrolíferos (Destro *et al.*, 2009; Gomes *et al.*, 2015; Fernandez *et al.*, 2020; Bergman *et al.*, 2021). De acordo com Bergman *et al.* (2021), as LIPs, *e.g.* Etendeka-Paraná, potencializam a produtividade orgânica e, conseqüentemente, o teor de matéria orgânica nas rochas geradoras. Isso ocorreria devido a capacidade desses eventos modificarem a atmosfera, a hidrogeoquímica do corpo d'água e a estrutura das bacias (Xie e Liu, 2001; Leckie *et al.*, 2002; Kidder e Worsley, 2010; Senger *et al.*, 2017; Rampino e Caldeira, 2018; Black e Gibson, 2019; McKenzie e Jiang, 2019). Dessa forma, o vulcanismo alcalino sucedido durante as fases rifte e de transição nas margens das bacias Gabão Sul, Congo, Baixo Congo e Kwanza (Ros *et al.*, 2017; Fernandez *et al.*, 2020), pode ter potencializado a geração nessas bacias.

Tabela 2.4.1 – Informações sobre os sistemas petrolíferos das fases rifte e transicional da PCOA.

Bacias	Gerador	Tipo MO	COT (%)	Reservatório	Por. (%) <sup>a</sup>	Perm. (mD) <sup>b</sup>	Selo	Trapa	Referências
Douala	Fm Mundeck	I, II / III	4 - 5	Fm Mundeck	20 e 25	150	Fm Mundeck	E/E	2, 24, 26, 27, 28, 34
Kribi-Campo	Fm Mundeck	II / III	1 e 2	Fm Mundeck	20 e 25	150	Fm Mundeck	E/E	2, 27, 28, 30
Rio Muni	Séries do Rifte e Séries Salíferas Matondo	II, I/ II	6	Séries Salíferas Matondo	= Bacia Gabão	= Bacia Gabão	Séries Salíferas Matondo	E/E	16, 28, 31, 36, 37
Gabão	Fm Melania; flh Kissenda; Fm Dentale	I, III ou II/III	2 - 20	Fm N'Dombo; Arn Fourou Plage; Arn Coniquet; Arn Basais; Fm Melania; Fm Dentale; Fm Gamba	15 - 30	1 - 1000	Fm Ezanga, Fm Dentale, Fm Kissenda, Fm Gamba e Fm Melania	E/E	3, 4, 5, 9, 10, 15, 17, 19, 23, 25, 28, 35
Congo	Marga Point Noire; flh Sialivakou; parte inferior do Arenito Djeno	I, II e III	1 - 20	Fm Toca; Arn Chela; arn Djeno; arn Vandji	16-20	600	Fm Loeme; Flh Sialivakou; Marga Point Noire; Flh Point Indienne	E/E	3, 9, 17, 20
Baixo Congo	Fm Bucomazi	I, II e III	2 - 20	arn Lucula; Fm Toca; Arn Chela	16 - 20	600	Fm Bucomazi; Fm Loeme	E/E	3, 8, 9, 10, 11, 12, 15, 17, 20, 25, 29, 33
Kwanza / Benguela	Fm Infra-Cuvo / Fm Maculungo; Fm Bucomazi; Fm Cuvo Inferior	I e II	3 - 20	Fm Cuvo Inferior; Fm Cuvo Superior; Fm Maculungo	high	high	Fm Bucomazi/ Fm Cuvo inferior; Fm Loeme	E/E	9, 10, 13, 14, 18, 22, 29, 32, 33, 38
Namíbe <sup>c</sup>	Fm Cangulo / Fm Bucomazi	II	-	Fm Tumbalunda / Fm Cangulo	-	-	Fm Bambata / Fm Loeme	E/E	1, 4, 6, 7, 10, 21

1 - Abilio e Inkollu (1989); 2 - Agyingi *et al.* (2019); 3 - Baudouy e Legorjus (1991); 4 - Beglinger *et al.* (2012); 5 - Boeuf *et al.* (1991); 6 - Bradley e Saunders (2020); 7 - Bray *et al.* (1998); 8 - Brice *et al.* (1982); 9 - Brownfield e Charpentier (2006); 10 - Brownfield (2016); 11 - Burwood *et al.* (1992); 12 - Burwood *et al.* (1995); 13 - Burwood (1999); 14 - Cazier *et al.* (2014); 15 - Cole *et al.* (2000); 16 - Dailly (2000); 17 - Dale *et al.* (1992); 18 - Danforth (1998); 19 - Edwards e Bignell (1988b); 20 - Edwards e Bignell (1988a); 21 - Harris (2000); 22 - Koch *et al.* (2013); 23 - Liro e Dawson (2000); 24 - Luzzi-Arbouille e Schmid (2008); 25 - McHargue (1990); 26 - Mahbou (2007); 27 - Nguimbous-Kouoh *et al.* (2018); 28 - Ntamak-Nida *et al.* (2008); 29 - Pasley *et al.* (1998); 30 - Pauken (1992); 31 - Ross e Hempstead (1993); 32 - Saller *et al.* (2016); 33 - Schoellkopf e Patterson (2000); 34 - Tamfu *et al.* (1995); 35 - Teisserenc e Villemin (1990); 36 - Turner (1995); 37 - Turner (1999); 38 - Uncini *et al.* (1998). Abreviações: a - Porosidade; b - Permeabilidade; c - play hipotético; E/E - Estrutural e estratigráfica; Fm - Formação; arn - arenito; flh - folhelho.

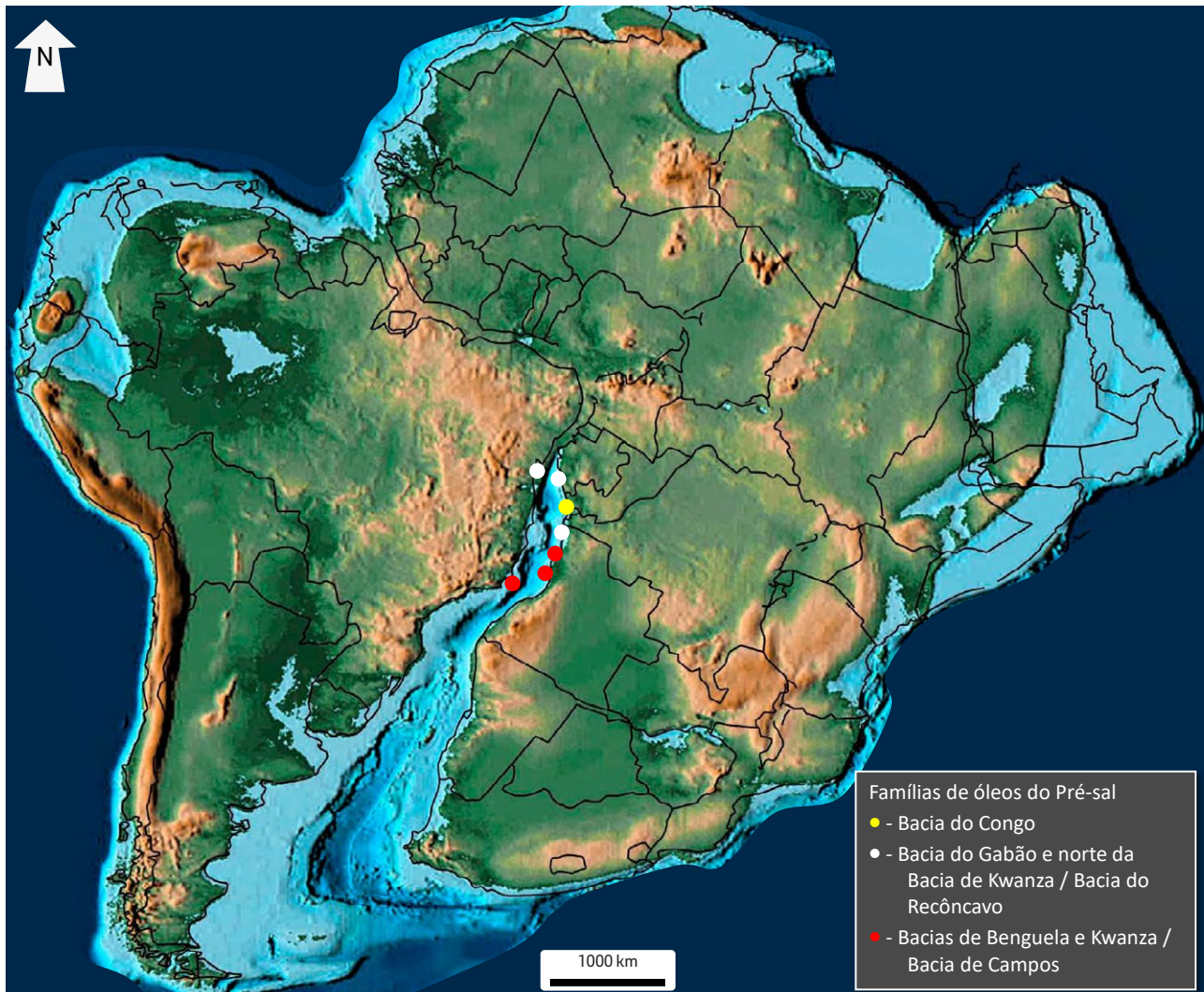


Figura 2.4.2 - Correlação entre famílias de óleos do Pré-sal através do Oceano Atlântico Sul de acordo com Schiefelbein et al. (2000). Paleomapa do Aptiano inferior (121,8 Ma) modificado de Scotese e Wright (2018).

### 3. PARTE II - ATIVIDADES EXPLORATÓRIAS NO PRÉ-SAL AFRICANO

A descoberta do Pré-sal da Bacia de Santos, em 2006, influenciou o setor de petróleo no âmbito nacional e internacional. Imediatamente após esse acontecimento, as empresas e os órgãos reguladores compreenderam o potencial dessa seção nas bacias conjugadas da Província Costeira Centro-Oeste Africana (PCOA). Assim, o interesse exploratório foi

direcionado para oportunidades em reservatórios calcários da fase de transição (Aptiano Superior), análogos aos da Bacia de Santos. Em vista disto, o objetivo desta parte do capítulo é fornecer um panorama da exploração na PCOA antes e depois de 2006, bem como descrever a atuação da Petrobras nesse cenário.

#### 3.1. Período Pré-2006

Neste período, as maiores acumulações do Pré-sal na PCOA haviam sido descobertas nas porções terrestre (*onshore*) e marinha

(*offshore*) rasa (Figura 3.1.1). Uma notável concentração delas ocorre num alinhamento com direção geral NW, a partir da Bacia do Baixo Congo, com suave inflexão para NS na Sub-bacia Gabão Sul (Figura 3.1.1). Este alinhamento coincide aproximadamente com as margens dos lagos rift, onde predominou a sedimentação de clásticos continentais. Assim, a maior parte dos campos possuem reservatórios de arenitos fluviais, deltaicos e turbidíticos. Contudo,

reservatórios carbonáticos, depositados sobre altos estruturais, também foram encontrados no *onshore* e *offshore* raso das bacias do Baixo Congo e Kwanza.

Com o objetivo de ilustrar o cenário exploratório do Pré-sal até 2006 serão apresentados, a seguir, exemplos de campos do referido alinhamento e fatos relevantes do início da exploração no *offshore* da Bacia de Kwanza.

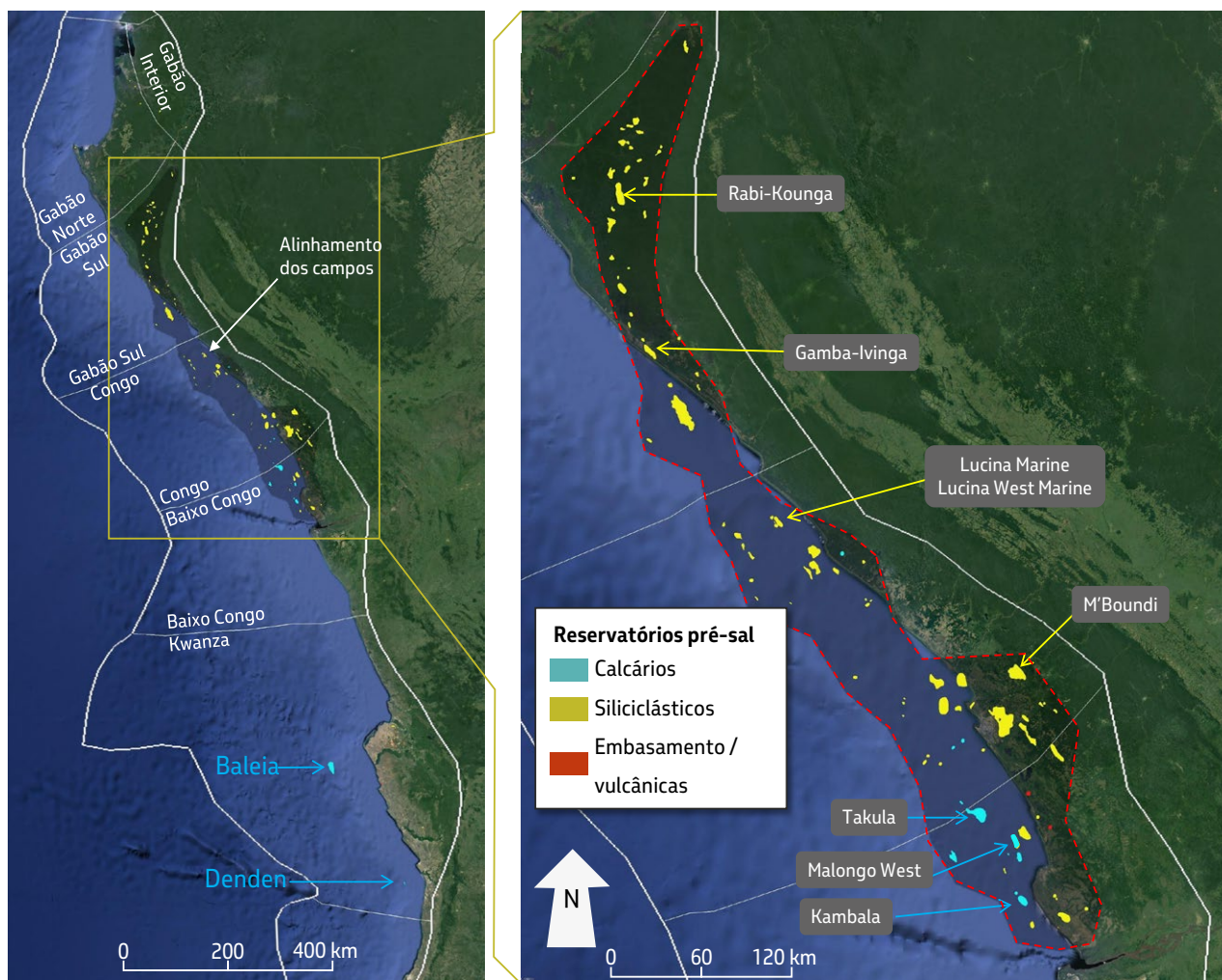


Figura 3.1.1 - Exemplos de campos com reservatórios Pré-sal na PCOA, até o ano de 2006. Notar a concentração de campos caracterizando um alinhamento entre a Sub-Bacia do Gabão Sul e a Bacia do Baixo Congo (traçado vermelho), em contraste com apenas duas acumulações no *offshore* da Bacia de Kwanza. Imagem Google Earth™.

### 3.1.1. Campos no alinhamento Baixo Congo – Gabão Sul

O maior campo situado em terra no alinhamento Baixo Congo – Gabão Sul é o campo de Rabi-Kounga (Figura 3.1.1). Descoberto pela Shell-Gabão em 1985, ele é atualmente operado pela Assala Energy. Esse campo consiste em uma trapa estrutural na base do sal com uma área de cerca de 60 km<sup>2</sup>. Falhas normais, principalmente nos flancos oeste e sul, foram importantes para a configuração da trapa (Figura 3.1.2a e figura 3.1.3) (Boeuf

*et al.*, 1991). Os reservatórios consistem em arenitos fluviais da Fm. Gamba e arenitos flúvio-deltaicos da Fm. Dentale, com porosidades em torno de 30% e permeabilidade média de 1 Darcy (1000 mD). A coluna de hidrocarbonetos possui 63 metros de gás e 47 metros de óleo de 34 °API (Figura 3.1.2b) (Boeuf *et al.*, 1991). A reserva original *in place* desse campo foi estimada entre 1600 e 1700 MMbbl (Costier *et al.*, 2010). Sua produção teve início em 1989, com pico de 225000 bbl/d em 1997, seguido de rápido declínio para aproximadamente 25000 bbl/d em 2010 (Costier *et al.*, 2010).

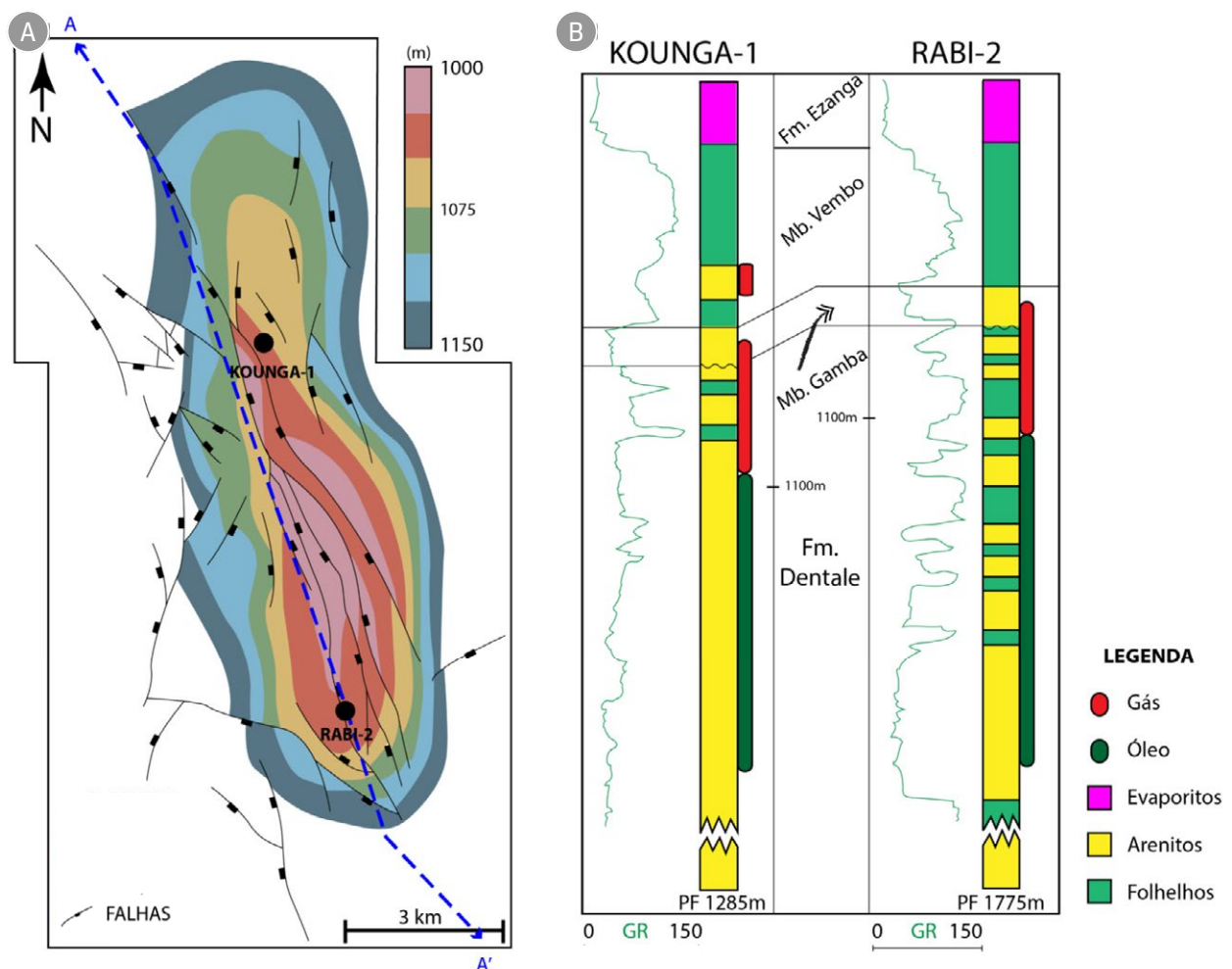


Figura 3.1.2 – Campo de Rabi-Kounga: A) Mapa estrutural em profundidade do topo do reservatório. B) Correlação entre os poços KOU-1 e RAB-2, mostrando o estaqueamento de reservatórios de arenitos das formações Gamba e Dentale. Notar separação de gás e óleo na coluna. Modificadas de Boeuf *et al.* (1991).

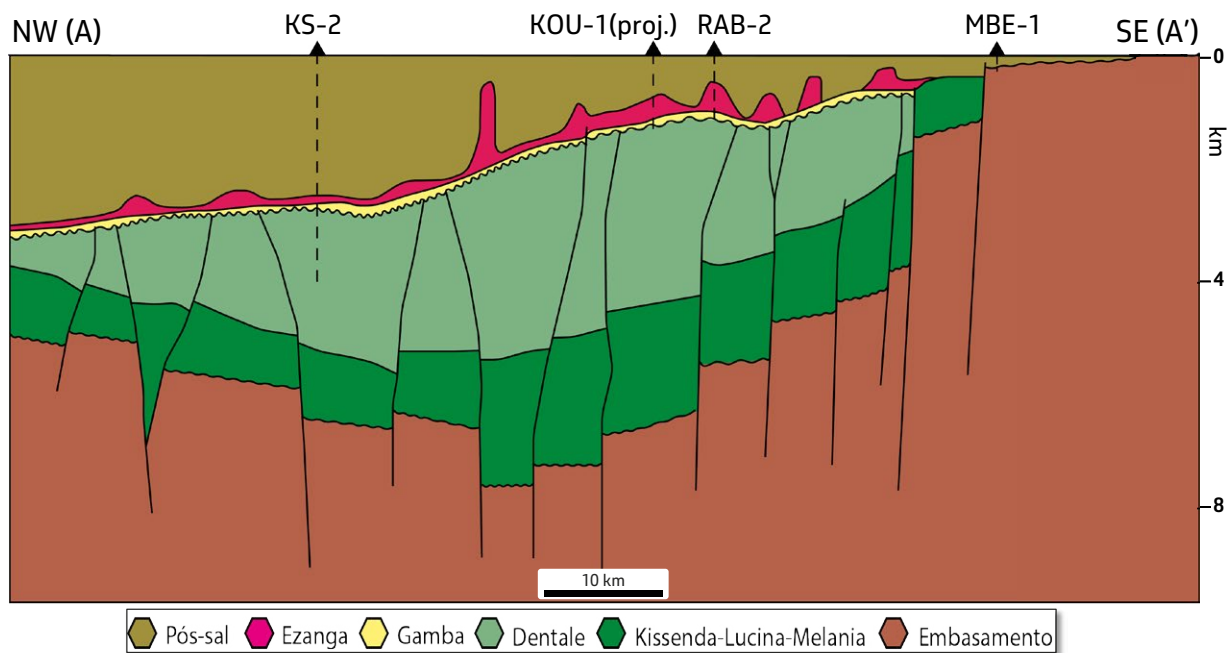


Figura 3.1.3 – Seção geológica esquemática através do campo de Rabi-Kounga. Localização da seção AA' na Figura 3.1.2. Modificado de Boeuf *et al.* (1991).

O campo de Gamba, no Gabão, foi descoberto próximo à costa em 1963, com um volume *in place* de aproximadamente 600 MMbbl (Jafari *et al.*, 2020). Ele é um dos mais antigos campos em produção na região (Figura 3.1.1). Em 1967, foi descoberta a acumulação contígua de Ivinga (Littlefield, 1968). O campo Gamba-Ivinga corresponde a uma trapa na base do sal, com 900 metros de soterramento, situado sobre o Horst Gamba (Figura

3.1.4 e Figura 3.1.5). Os reservatórios consistem em arenitos da Formação Gamba, com porosidade média de 28% e permeabilidade média de 2600 mD (Brink, 1974; Kingston, 1988; Teisserenc e Villemin, 1990). O volume recuperável desse campo foi estimado de 300 MMbbl (The Economist Intelligence Unit, 2013) e a produção acumulada até 2010 foi de aproximadamente 314 MMbbl (Gabon..., 2014).



Figura 3.1.4 – Mapa dos elementos estruturais na base da Formação Gamba, área do campo Gamba-Ivinga. Modificado de Brink (1974), Figura 1. Imagem Google Earth™.

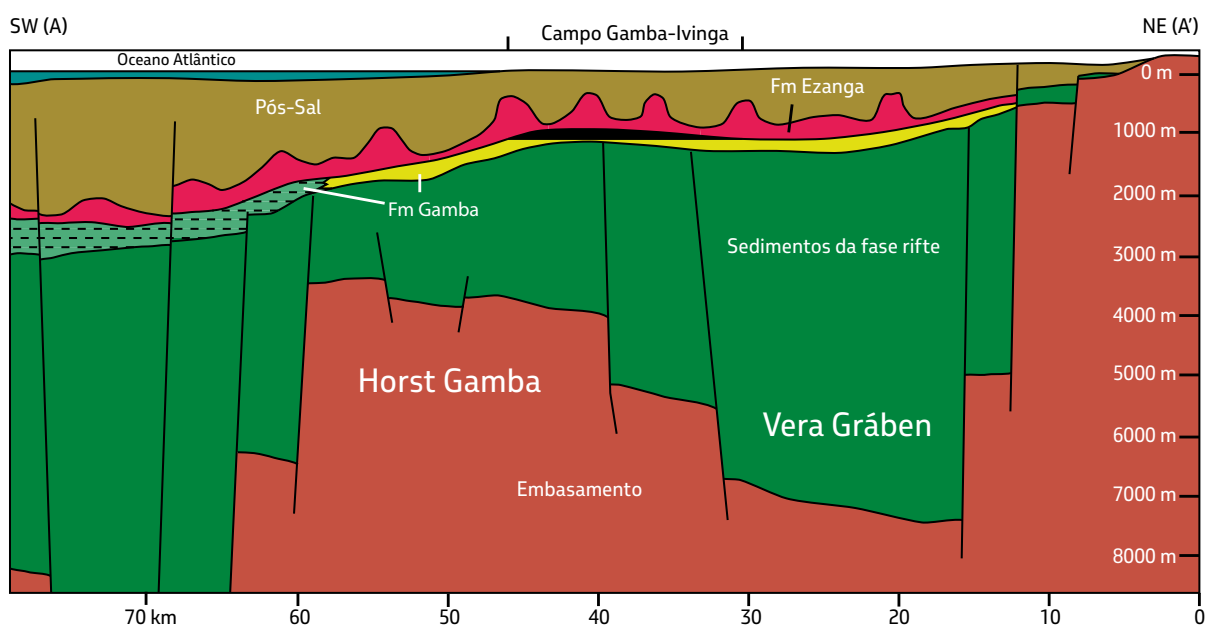


Figura 3.1.5- Seção geológica através do campo Gamba-Ivinga. Localização da seção AA' na Figura 3.1.4. Modificado de Brink (1974), Figura 4.

Os campos Lucina Marine e Lucina West Marine, situados na Bacia do Gabão (Figura 3.1.1), são exemplos de campos cujo selo não ocorre na base do sal, mas sim em folhelhos. Esses campos *offshore* foram descobertos pela Shell-Gabão em 1974 e 1982, em uma lâmina d'água de 35 m. Uma falha transcorrente sinistral causou segmentação do horst Hourcqia Marine, individualizando os campos Lucina Marine e Hourcqia Marine (Figura 3.1.6). As trapas dos campos Lucina e Lucina West são mistas, com fechamento estrutural na base do Folhelho Melania, contra falhas normais de direção NE e por adelgaçamento estratigráfico (Smith, 1995). Os

reservatórios correspondem a arenitos turbidíticos e arenitos do Membro Lucina, da Formação Melania (Figura 3.1.7). No campo Lucina Marine, as porosidades variam entre 15 e 25% e as permeabilidades entre 10 e 100 mD. No campo Lucina West Marine, a porosidade média é 23% e as permeabilidades variam entre 45 e 145 mD (Teisserenc e Villemin, 1990). Ambos são campos de óleo 37-39 °API, porém apenas o campo Lucina Marine possui uma pequena camada de gás, sugerindo desconexão entre eles (Smith, 1995). O volume recuperável desses campos é de aproximadamente 85 MMbbl (Harvest Natural Resources Inc, 2008).

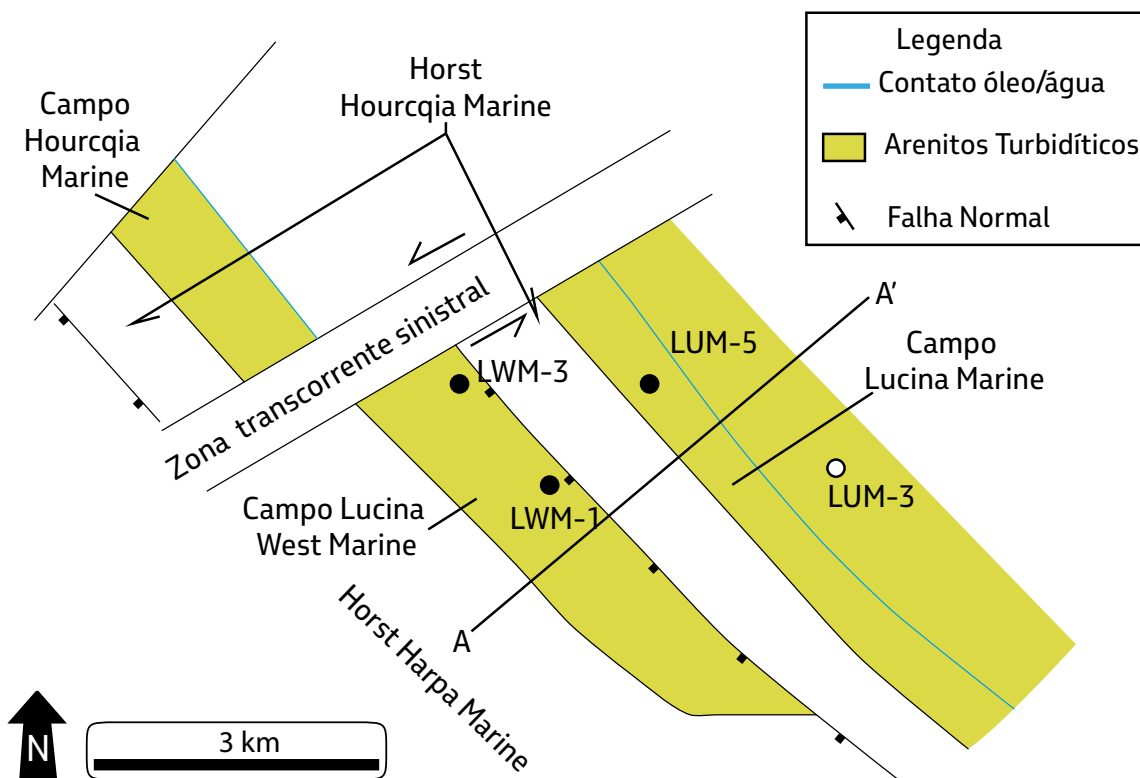


Figura 3.1.6 - Mapa de elementos estruturais mostra compartimentação dos campos Lucina West e Lucina por falha normal, e do campo Hourcqia por falha transcorrente. A seção AA' corresponde à localização aproximada da seção geológica da Figura 3.1.7. Modificado de Smith (1995), figura 3.

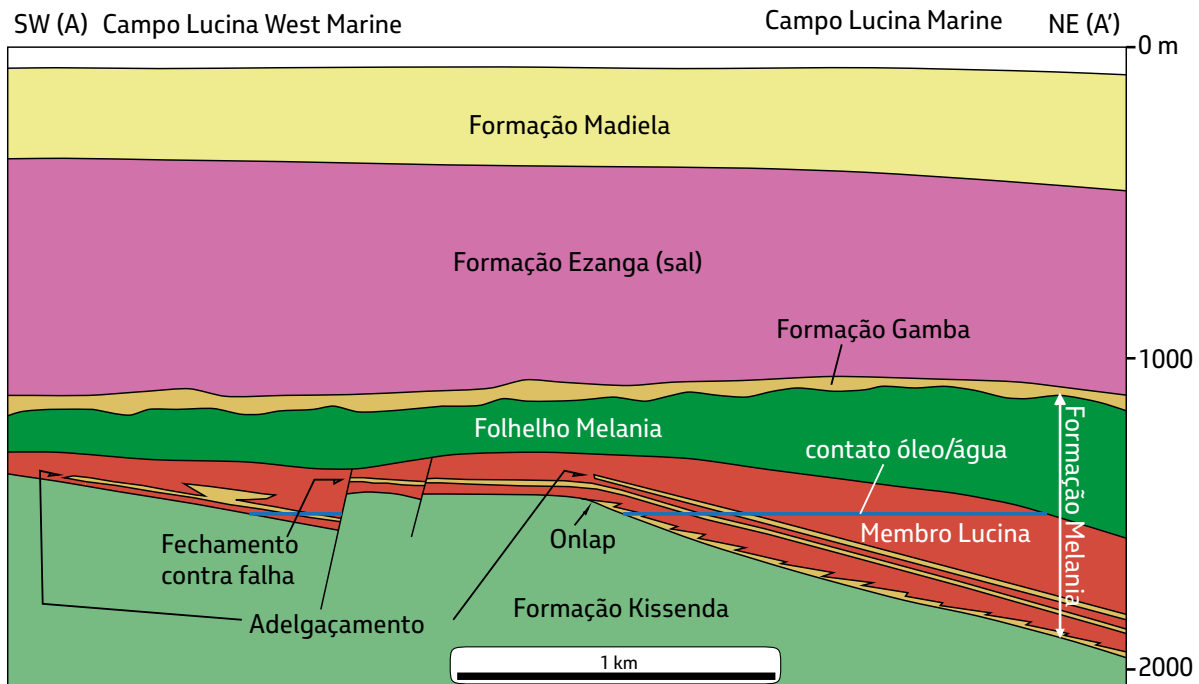


Figura 3.1.7 – Seção geológica BB' através dos campos Lucina West Marine e Lucina Marine, na Bacia do Gabão. Notar os diferentes tipos de trapas. Localização da seção AA' na Figura 3.1.6. Modificado de Smith (1995), Figura 7.

Na Bacia do Baixo Congo, foram descobertos campos com reservatórios carbonáticos no Pré-sal (Figura 3.1.1). No campo de Takula, descoberto em 1971 (Figura 3.1.8), os reservatórios carbonáticos são secundários em relação aos arenitos do Pós-sal (King *et al.*, 2005). Os reservatórios do Pré-sal consistem em calcários algais [*sic*] e, secundariamente, em dolomitos, com porosidades vugular, móldica e fenestral da Fm Toca (King *et al.*, 2005). Em termos de produção, eles foram divididos em Toca Superior e Toca Inferior, com contatos óleo/água distintos (Figura 3.1.9). A produção está associada majoritariamente às

porosidades fenestrais e de fraturas (Dale *et al.*, 1992). O primeiro teste realizado nesses reservatórios teve uma produção de 5600 bbl/dia de óleo 32° API (Dale *et al.*, 1992). A trapa é mista, sendo estrutural na base do sal e estratigráfica por gradação lateral para folhelhos, principalmente na direção leste. O topo do reservatório apresenta erosão e carstificação (Dale *et al.*, 1992). Na direção sul, os reservatórios adelgaçam contra o embasamento (King *et al.*, 2005). A reserva no Pré-sal foi estimada em aproximadamente 500 MMbbl de óleo recuperáveis (Braccini *et al.*, 1997).

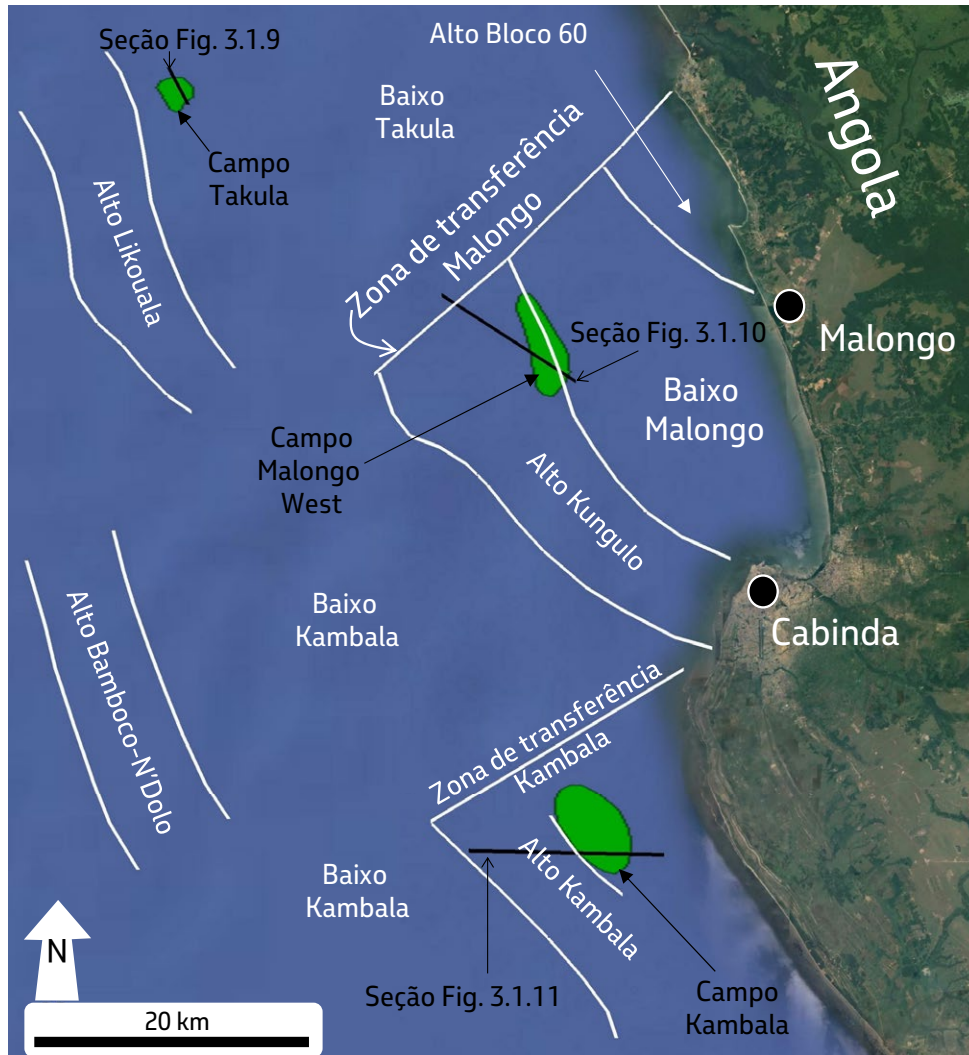


Figura 3.1.8 - Mapa da região do Baixo Congo com a localização dos altos estruturais do embasamento e dos campos de Takula, Malongo West e Kambala. Estes três campos possuem reservatórios carbonáticos no Pré-sal. Informações de Dale *et al.* (1992); Bracken (1994); Brownfield e Charpentier (2006); Frixia *et al.* (2014). Imagem Google Earth™.

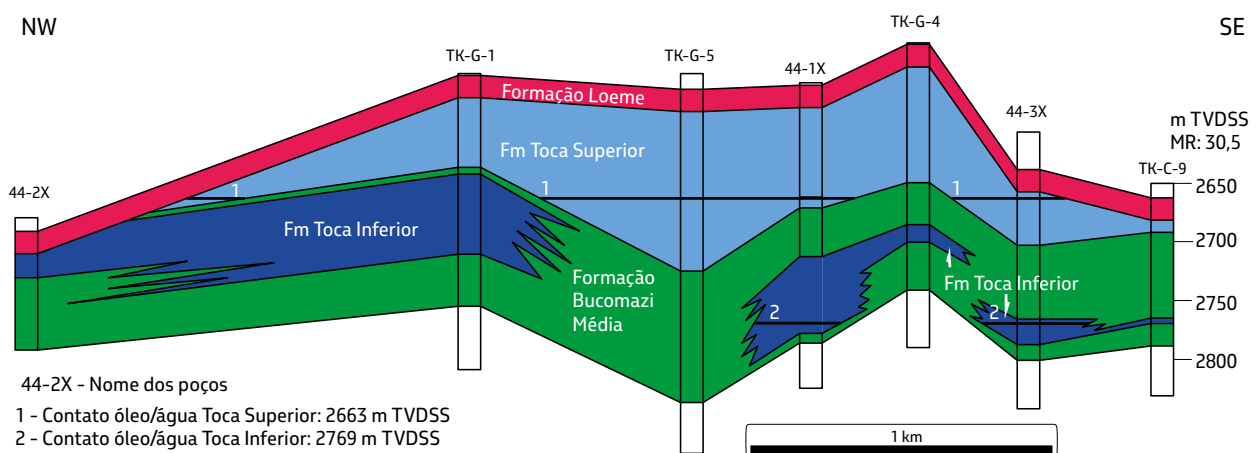


Figura 3.1.9 – Correlação estratigráfica entre poços do campo de Takula na seção Pré-sal. Os reservatórios são divididos em Toca Superior e Toca Inferior, com contatos óleo/água distintos e individualizados por folhelhos da Formação Bucomazi. Notar trapa estrutural na base da Formação Loeme (sal) e trapas estratigráficas (Fm. Toca Inferior), com variação lateral para folhelhos. Localização da seção na Figura 3.1.8. Modificado de Dale *et al.* (1992), Figura 7.

O campo de Malongo West foi descoberto em 1970 sob uma lâmina d'água de 27 m, sendo produtor de óleo e gás (Figura 3.1.1 e Figura 3.1.8). Os reservatórios de calcários, arenitos e dolomitos estão situados em profundidades superiores a 2500 m. Os calcários consistem em *chalk* microporosos da Fm Toca, com porosidade aumentada por carstificação e cuja deposição ocorreu no flanco de um grande alto do embasamento (Lomando, 1996) (Figura 3.1.10). Os arenitos e dolomitos da Fm Lucula foram depositados desde ambientes rasos de praias e deltas até ambientes profundos por correntes de turbidez (Bracken, 1994). A trapa é mista, com componente estrutural na base do sal e folhelhos, além de estratigráfica

com variação lateral para folhelhos (Bracken, 1994) (Figura 3.1.10).

O aumento da produção pela injeção de gás foi iniciado a partir da década 1980 (Beckman, 2003) e até 1996 esse campo havia produzido 240 MMbbl (Lomando, 1996). Em 2001 a produção acumulada alcançava aproximadamente 300 MMbbl, com estimativa de recuperação final de 350 MMbbl (Laherrere, 2001). Ainda na década de 2000, ele passou a armazenar gás seco separado de condensados provenientes de outros campos *offshore*, possuindo uma capacidade de armazenamento estimada entre 0,5 e 0,9 TCF de gás (Beckman, 2003).

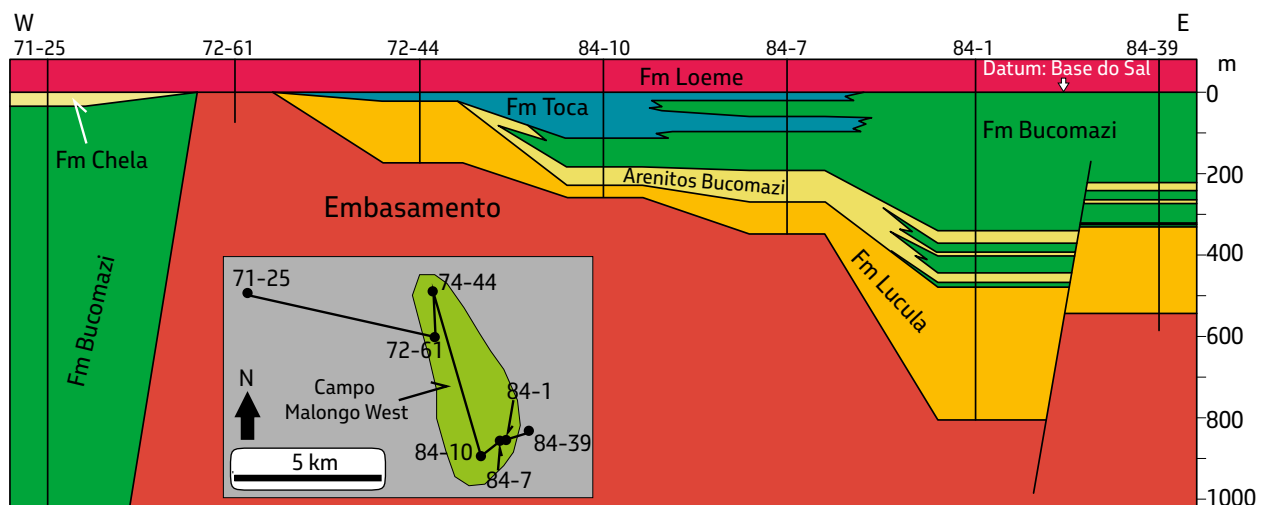


Figura 3.1.10 - Seção geológica esquemática através do campo de Malongo West, ilustrando trapa mista estrutural/estratigráfica. Datum na base do sal. Localização na Figura 3.1.8. Modificado de Bracken (1994) e Braccini *et al.* (1997).

O campo de Kambala foi descoberto em 1971, pela Chevron, em uma cota batimétrica de 15 m (Figura 3.1.1 e Figura 3.1.8). Este campo consiste de uma trapa mista estrutural/estratigráfica na base do sal, situada na profundidade de 3000 m (Figura 3.1.11) (Scheevel *et al.*, 2004). Ele é um produtor de óleo e gás, a partir de dois reservatórios da Formação Toca. O reservatório inferior atinge até 81 m de espessura, consistindo em

microbiolitos e *grainstones* de oóides e oncóides finamente dolomitizados. Sobreposta ao reservatório inferior, ocorre uma camada de dezenas de metros de siltitos e folhelhos intercalados com carbonatos escuros da Formação Bucomazi Média (Frixia *et al.*, 2014), uma importante rocha geradora na costa angolana (McHargue, 1990). Acima destes folhelhos e siltitos, ocorre o reservatório superior, que consiste em calcários

bioclásticos (coquinas), com espessuras de até 51 m. Esses reservatórios apresentam forte dolomitização hidrotermal e silicificação próxima às grandes falhas (Frixia et al., 2014). O volume in place no campo de Kambala corresponde a 267 MMbbl (Santos, 2003).

Os três exemplos de reservatórios carbonáticos no Pré-sal, apresentados acima, possuem

analogias com as coquinas da Fm. Lagoa Feia, nos campos de Linguado (Horschutz et al., 1992) e Pampo (Lomando, 1996), na Bacia de Campos e da Fm. Itapema, nos campos de Búzios e Mero, na Bacia de Santos. Para maiores informações sobre os campos brasileiros mencionados consultar os capítulos 1, 14 e 15 deste livro.

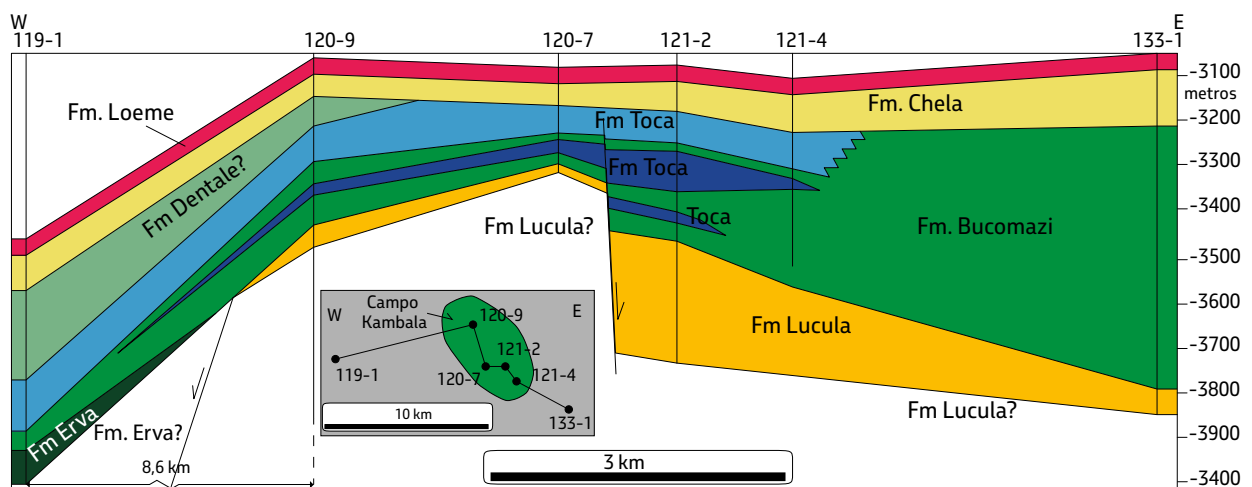


Figura 3.1.11 – Correlação de poços através do campo de Kambala. Notar individualização dos reservatórios Superior e Inferior da Formação Toca por folhelho da Fm Bucomazi. Localização na Figura 3.1.8. Dados de Bracken (1994), Braccini *et al.* (1997) e Santos (2003).

### 3.1.2. O início da exploração do Pré-sal no offshore de Angola

Na década de 1980, foram perfurados poços para a seção Pré-sal no offshore raso do Bloco 09, na Bacia de Kwanza (Figura 3.1.12). Esses poços, mesmo sendo proximais, revelaram a existência de calcários nessa seção. O

poço Denden-1 foi perfurado em 1983 pelo consórcio Angola Cities Service (50% - operadora) e Marathon Oil Company (50%). Ele descobriu uma acumulação subcomercial de óleo de 25 °API, com 23 metros de coluna, em rochas da Fm. Cuvo Superior (Figura 3.1.13). Os reservatórios consistem em dolomitos

laminados intercalados a finas lâminas de cor preta, compostas por material carbonoso e com frequente presença de *vugs*. Rochas com características semelhantes também foram

encontradas nos poços Abacaxi-1 e Pitanga-1, perfurados em 1982 e 1983 pelo mesmo consórcio (Figura 3.1.12), revelando assim um novo *play* na PCOA.

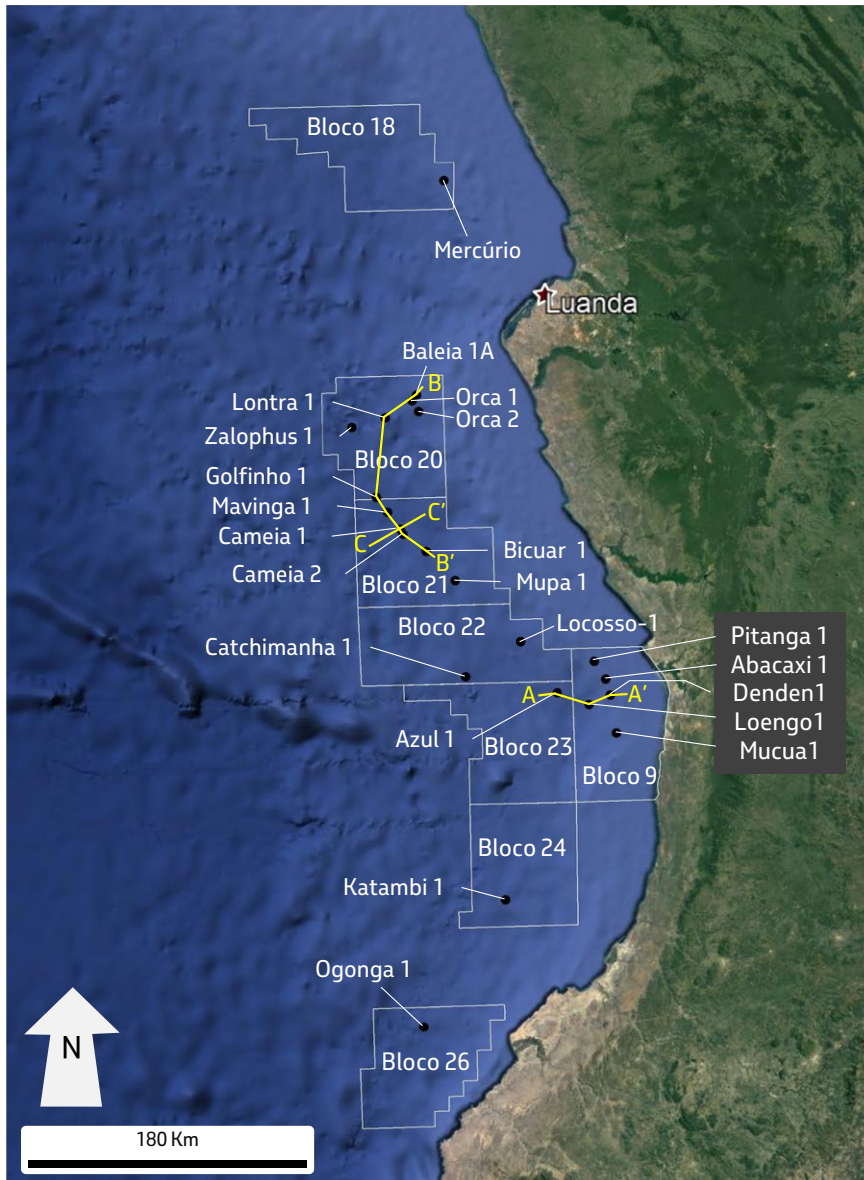


Figura 3.1.12 - Poços que atingiram o Pré-sal nas bacias de Kwanza e Benguela descritos no texto. Seção AA' na Figura 3.1.13, seção BB' na Figura 3.2.2 e seção CC' na Figura 3.2.3. Imagem Google Earth™.

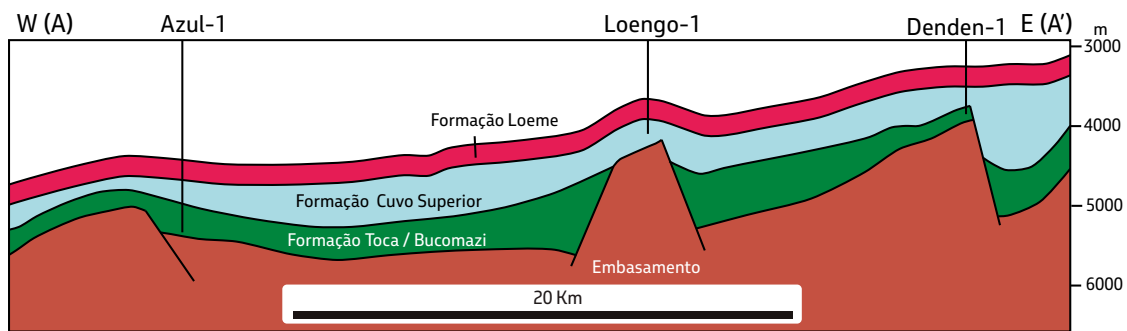


Figura 3.1.13 - Seção geológica esquemática mostrando a sequência de altos estruturais perfurados nos blocos 9 e 23. Localização na Figura 3.1.12. Modificado de Cobalt International Energy (2012).

A década de 1990 foi marcada pelo avanço da exploração, apoiada por sísmica 3D, no *offshore* profundo do Congo e Angola, que resultou na descoberta de bilhões de barris de óleo, principalmente em turbiditos do Pós-sal. Com esse resultado espetacular, o *play* Pré-sal acabou se tornando um coadjuvante no teatro exploratório local. Assim, um poço de vital importância passou despercebido, mesmo comprovando um sistema petrolífero ativo. O poço Baleia-1A, perfurado em 1996 pelo consórcio Mobil Corp (50% - Operadora) e Texaco Exploração Angola Cabo Ledo Inc (50%), na da Bacia de Kwanza, tinha como objetivo principal carbonatos do Albiano e secundário reservatórios no Pré-sal (Figura 3.1.12). O objetivo principal não apresentou o resultado esperado, mas no Pré-sal foram interpretados indícios de hidrocarbonetos em calcários com porosidade média de 11%. Os testes de formação foram inconclusivos devido a problemas técnicos e o poço foi classificado como seco, com indícios de hidrocarbonetos. Desta forma, teve pouco destaque frente à série de descobertas no Pós-sal, que aconteciam nesse período. No entanto, ele viria a ter um papel importante após as descobertas do Pré-sal na

Bacia de Santos, conforme será explicado mais adiante neste capítulo.

Na primeira metade da década de 2000, a exploração continuou concentrada no desenvolvimento do Pós-sal. Contudo, um fato relevante foi a descoberta do campo de M'Boundi, em 2001, no Pré-sal *onshore* da Bacia do Baixo Congo, em uma profundidade de aproximadamente 2000 m (Figura 3.1.1). Os reservatórios consistem em arenitos da Formação Vandji, com porosidades entre 12 e 15% e permeabilidades heterogêneas, entre 0,1 e 1000 mD. Eles estão compartimentados em pelo menos seis camadas, variando entre 80 e 350 m de espessura. O fluido consiste em óleo de 39 °API com gás associado (Perfetto *et al.*, 2011). A reserva *in place* desse campo foi estimada em 1400 MMboe e seu pico de produção ocorreu em 2006, atingindo 56000 bbl/d (Wood Mackenzie, 2022).

Ainda na década de 2000, a Petrobras participou como operadora em uma extensiva campanha exploratória na Bacia de Kwanza. Ela perfurou seis poços no Bloco 18/06, que resultaram em duas descobertas subcomerciais no Pós-sal

(uma de óleo no Poço Manganês e uma de gás no Poço Titânio). Um desses poços (Mercúrio), perfurado em 2014, atingiu o Pré-sal e encontrou indícios de hidrocarbonetos (Figura 3.1.12). Além do Bloco 18, a Petrobras adquiriu outros três blocos: 06 e 15 na Bacia de Kwanza e 26 na Bacia de Benguela. Esses blocos visavam a oportunidades no Pós-sal, porém no Bloco 26, existiam duas oportunidades identificadas no Pré-sal.

### 3.2. Pós-2006 – O protagonismo da Bacia de Kwanza

Ante ao exposto, o *play* Pré-sal, mesmo periférico, seguia com resultados positivos no início da década de 2000 (*i.e.*, campo de M'Bouнди). No entanto, ele passou a uma posição de destaque após as descobertas do poço 1-RJS-617D (Parati) e do campo supergigante de Tupi, em 2006, no Pré-sal da Bacia de Santos. A descoberta de uma província petrolífera de tamanha importância, com resultados espetaculares, automaticamente direcionou a atenção para novas oportunidades na margem africana, pelos motivos apresentados na primeira parte deste capítulo. Na Bacia do Baixo Congo, o espesso pacote Pós-sal do Delta do Congo reduzia sobremaneira a

atratividade do Pré-sal, uma vez que ele estaria fora da janela de preservação de hidrocarbonetos e os seus reservatórios poderiam ter sofrido negativamente os efeitos da compactação (ver Figura 2.2.12). Por esses motivos, o foco foi direcionado para o *offshore* das bacias de Kwanza, Congo e Gabão. Para maiores informações sobre as descobertas e delimitações na Bacia de Santos, ver os capítulos 1 e 2 deste livro.

Em 2008, a Petrobras fez uma avaliação das melhores oportunidades em toda a costa africana do Atlântico Sul, em preparação para uma possível rodada de licitação de blocos exploratórios em Angola. Nesse ínterim, a reanálise dos poços dos blocos 09 e 20 (Figura 3.1.12) confirmou a existência de reservatórios carbonáticos no Pré-sal angolano, similares aos encontrados no Brasil. Nesse ponto, retornaremos ao poço Baleia-1A, mencionado no item anterior. Esse poço revelou uma impressionante correlação com os poços e feições sísmicas do Pré-sal das bacias de Santos e Espírito Santo (Figura 3.2.1). A reavaliação petrofísica do poço Baleia-1A, sob a ótica das novas técnicas empregadas no Brasil, indicou uma coluna de hidrocarbonetos com cerca de 120 metros no Pré-sal. Para mais detalhes sobre essas técnicas, consultar o Capítulo 11 deste livro.

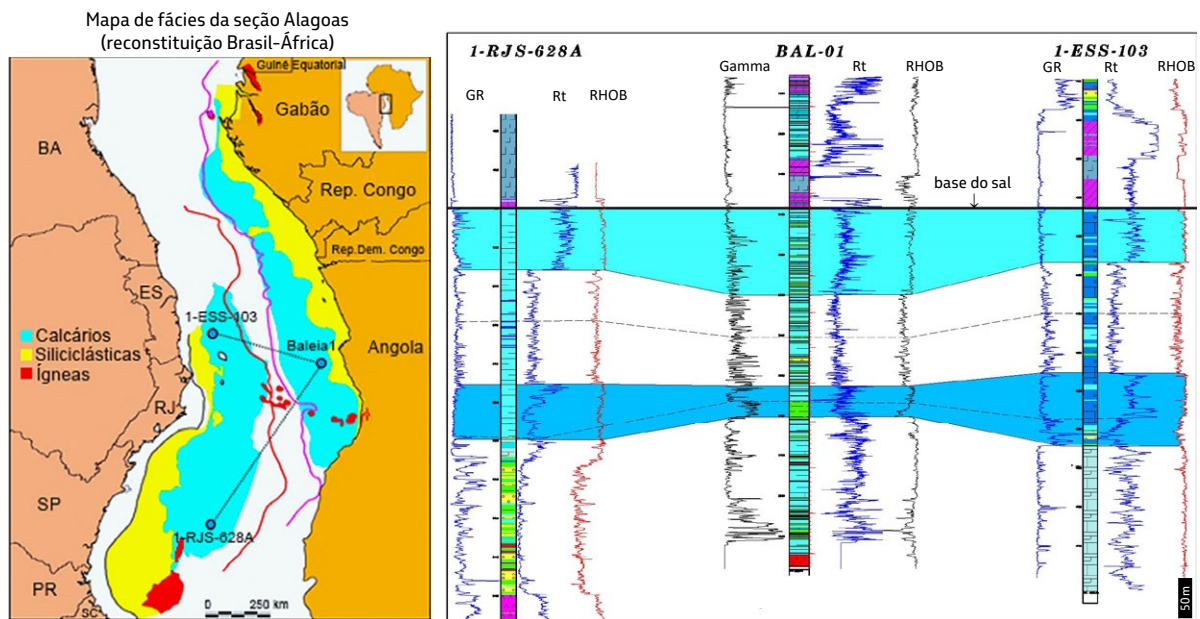


Figura 3.2.1 - Correlação litológica da seção Pré-sal entre os poços 1-RJS-628A (Bacia de Santos), Baleia-01A (Bacia de Kwanza) e 1-ESS-103 (Bacia do Espírito Santo) (Magalhães, 2008).

A primeira rodada de licitação de blocos exploratórios para o Pré-sal em Angola, após as descobertas na Bacia de Santos, foi realizada em 2011. Antevendo grandes oportunidades com base nas novas informações, como por exemplo a correlação do poço Baleia-1A com a Bacia de Santos, o consórcio formado por Cobalt International Energy, Nazaki Oil and Gas, Alper Oil e Sonangol, assinaram um contrato de risco para o Bloco 21, na Bacia de Kwanza (United States, 2010). Além disso, a Cobalt também adicionou ao seu portfólio os blocos 20 e 09, situados na mesma bacia (Figura 3.1.12). Neste último ocorrera a descoberta de óleo no poço Denden-1 em 1983. A Petrobras não adquiriu novos blocos nesse leilão, concentrando seu foco exploratório nas oportunidades do bloco 26, no qual era a operadora (Figura 3.1.12).

### 3.2.1. Bloco 20

O Bloco 20 foi operado pela Cobalt International Energy (40%) em parceria com a Sonangol (30%), BP (20%) e China Sonangol International Holding Limited (10%). O poço Baleia-1A, mencionado anteriormente, havia sido perfurado neste bloco a uma distância de aproximadamente 60 km da costa (Figura 3.1.12), cota batimétrica de 1000 m e sobre um alto estrutural do embasamento (Figura 3.2.2). O poço Orca-1, perfurado em 2014, foi posicionado na mesma trapa testada pelo poço Baleia-1A (Figura 3.1.12). Ele constatou 138m de coluna de hidrocarbonetos em microbiólitos da Formação Cuvo Superior, sendo 27 m de gás e 111 m de óleo de 44 °API. Também foram constatados 56 m de reservatórios na Formação Toca. Em seguida foi perfurado o poço Orca-2, que constatou uma coluna de 150 m,

sendo 65 m de gás e 85 m de óleo de 32° API. Esse resultado confirmou a continuidade dos reservatórios Toca, a partir do Orca-1. O poço

Orca-2 atingiu uma produção de 6650 bbl/dia após acidificação em teste de formação a poço revestido (Sonangol, 2018a).

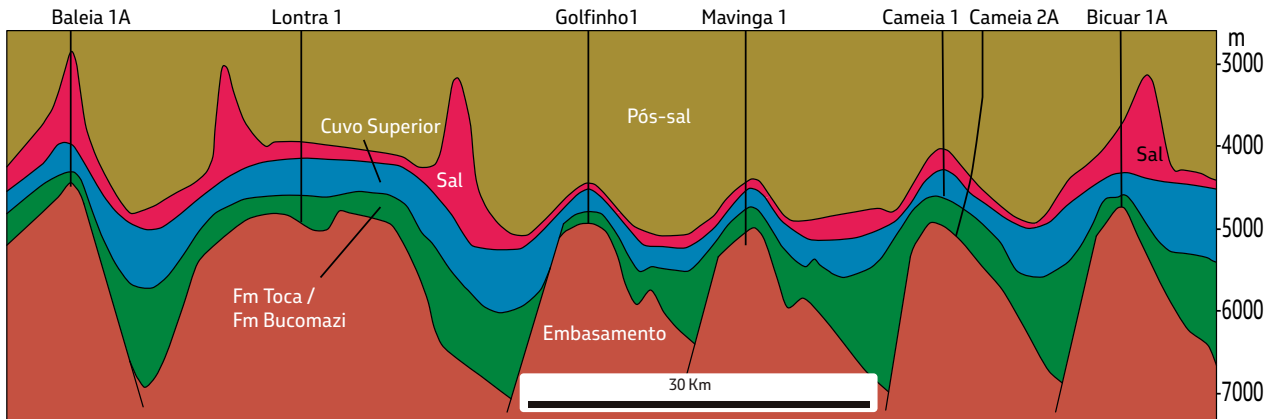


Figura 3.2.2 - Seção através de poços situados nos blocos 21 e 20, mostrando o padrão de trapas estruturais na base do sal. Localização no segmento BB' da Figura 3.1.12. Modificado de Cobalt International Energy (2012, 2015).

O poço Lontra-1, situado 50 km ao sudeste da trapa de Baleia, descobriu uma acumulação com uma área de 89 km<sup>2</sup> (Figura 3.2.2). Os reservatórios consistem em microbiólitos da Formação Cuvo Superior e calcários bioclásticos (coquinas) da Formação Toca, com boas permoporosidades [sic], formando uma coluna com 64 m de gás e 13 m de óleo. O teste de formação com poço revestido fluíu 2500 bbl/dia e 1,1 milhão m<sup>3</sup>/dia, valores equivalentes a 9000 barris de óleo equivalente/dia, com API variando entre 29° e 50° (Sonangol, 2018a). Os recursos recuperáveis dessa acumulação foram estimados entre 250 e 500 MMbbl (Sonangol, 2014a).

O poço Zalophus-1 atravessou 475 m de seção Pré-sal, constatando 44 m de reservatórios, com gás/condensado de 42° API e baixa concentração de CO<sub>2</sub> (Sonangol, 2018a) (Figura 3.1.12).

O poço Golfinho-1 atravessou 215 m de rochas do Pré-sal e constatou uma coluna de 189 m

de condensado com 44 °API, em reservatórios com excelente qualidade [sic] (Figuras 3.1.12 e 3.2.2) (Sonangol, 2018a).

Em 2019, este bloco foi adquirido pela Total (50%), em parceria com a Sonangol (20%) e BP (30%), visando desenvolver um *hub* de produção entre as acumulações de Golfinho neste bloco e Cameia, Mavinga e Bicular, no Bloco 21, também adquirido pela Total em parceria com a Sonangol (Total Energies, 2019).

### 3.2.2. Bloco 21

O campo de Cameia foi descoberto em 2012, através da perfuração do poço Cameia-1, pela Cobalt International Energy (40% - Operadora), em parceria com Nazaki Oil and Gas (30%), Alper Oil (10%) e Sonangol P&P (20%). Esse campo está localizado a cerca de 100 km da costa angolana, em lâmina d'água de 1700 m (Figura 3.1.12 e figura 3.2.2). O campo consiste em uma trapa estrutural com aproximadamente

48 km<sup>2</sup>, com o topo do reservatório a aproximadamente 4900 m. O selo é caracterizado por evaporitos da Formação Loeme, com

espessuras que variam de 30m a mais de 300m, incluindo desde cicatriz de anidrita até pequenos domos de sais diversos (Figura 3.2.3).

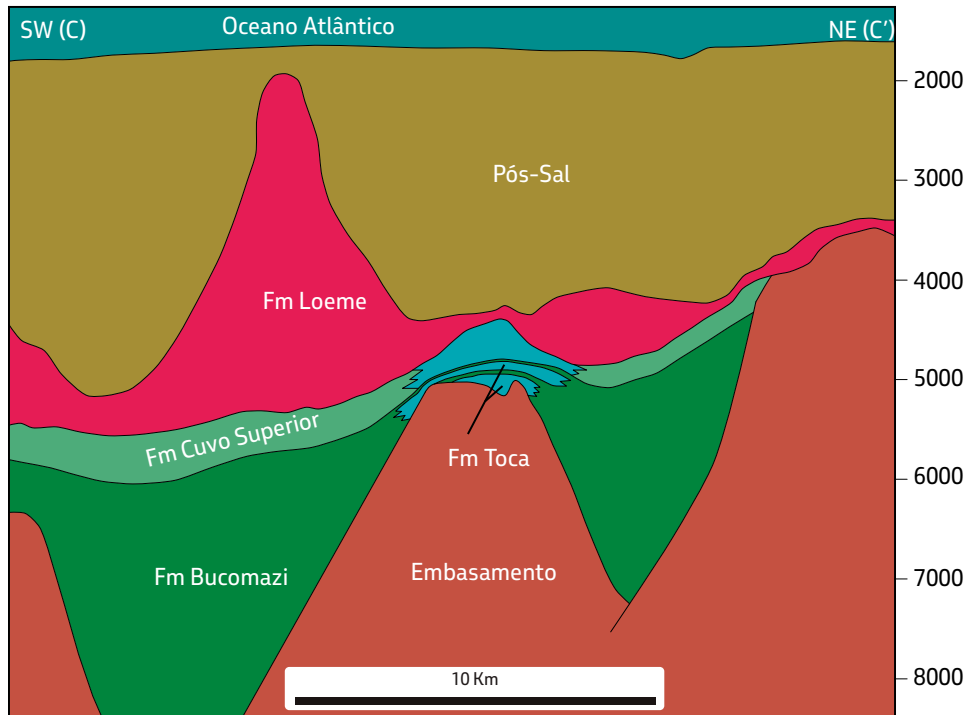


Figura 3.2.3 - Seção geológica SW-NE ao longo do campo de Cameia (Bloco 21). Localização no segmento CC' da Figura 3.1.12. Modificado de (Sonangol, 2018b).

O poço Cameia-1 foi perfurado em uma feição sísmica de crescimento carbonático (*build-up*) (Figura 3.2.3). Ele constatou aproximadamente 300 m de reservatórios na Formação Cuvo Superior, cujas principais fácies porosas são: microbiolitos compostos por chert, calcário e dolomito; grainstones dolomíticos e calcíticos; e packstones (Cazier et al., 2014; Saller et al., 2016). Nessas fácies os tamanhos dos poros variam entre nano poros e mega poros (raio das gargantas de poros <10 e >50 microns). Numerosos vugs com tamanhos de 2 a 4 mm foram identificados no testemunho e em perfil de imagem. O teste de formação a poço revestido revelou uma produtividade de 5000 bbl/dia e 0,4 MMm<sup>3</sup> gás/dia, com diminuta perda de pressão do reservatório (Cazier

et al., 2014). O poço de extensão Cameia-2 testou a continuidade desses reservatórios e ainda constatou potenciais reservatórios bioclásticos (coquinas) da Formação Toca. O fluido verificado na trapa é composto de condensado com 39 °API, rico em líquido (RLG de 295 stb/mm scfg / RGO de 603 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>) e baixo conteúdo de enxofre. O alto estrutural de Cameia constitui um foco para migração secundária a partir dos grabens circunvizinhos preenchidos por seção Pré-sal (Cazier et al., 2014). A reserva recuperável reportada para este campo foi estimada entre 300 e 500 MM-bbl (Cobalt International Energy, 2015).

O poço Bicuar-1A foi perfurado a 20 km ao sudeste do campo de Cameia (Figura 3.1.12), entre

2013 e 2014, e resultou na descoberta de uma acumulação de óleo e condensado (Cobalt..., 2014). Esse poço foi perfurado em uma trapa estrutural na base do sal, que coincide com um alto do embasamento (Figura 3.2.2). O poço constatou múltiplos reservatórios na Formação Cuvo Superior, totalizando um *net-to-gross* (NTG) de 22% com indícios de gás. Nos reservatórios da Formação Toca, o NTG é de 62%, com porosidade moderada e permeabilidade moderada a alta [sic] (Sonangol, 2018b). Segundo comunicado à imprensa, a descoberta ocorreu em reservatórios da Formação Toca, de idade Barremiano (coquinas), validando a presença de selo, trapa e reservatórios nessa seção. Não foram constatados contatos gás/óleo ou óleo/água nesses reservatórios (Cobalt..., 2014). A reserva estimada para essa acumulação varia entre 250 e 300 MMbbl recuperáveis (Sonangol, 2014a).

O poço Mavinga-1 foi perfurado em 2013, em uma expressiva trapa estrutural na base do sal (Figura 3.1.12 e figura 3.2.2). Nele foram constatados reservatórios na Formação Cuvo Superior, semelhantes aos encontrados nos poços Cameia, formando uma coluna de hidrocarbonetos de aproximadamente 35 m no poço, que atinge até 60 m no ápice da trapa (Sonangol, 2018b). A reserva tecnicamente [sic] recuperável dessa acumulação foi estimada como menor do que 100 MMbbl de óleo (Sonangol, 2014a).

A Total (80%) operadora e a Sonangol (20%) planejam produzir as acumulações de Cameia, Bicuar e Mavinga em conjunto com a acumulação de Golfinho, no bloco 20, conforme exposto acima (Total Energies, 2019).

O poço Mupa-1 atingiu uma acumulação sub-comercial de gás/condensado em reservatórios do Aptiano Inferior (Figura 3.1.12) (Sonangol, 2018b).

### 3.2.3. Bloco 23

O poço Azul-1 foi um dos primeiros poços no Pré-sal *offshore* depois do leilão de 2011. Esse poço foi perfurado pela Maersk (50% - operadora), em parceria com a Svenska (30%) e Sonangol (20%), no Bloco 23 (Figuras 3.1.12 e 3.1.13), sob uma lâmina d'água de 920 m e com profundidade final de 5330 m. Testes a cabo indicaram uma produtividade de 3000 bbl/d em reservatórios do Pré-sal (Crossing..., 2014). Em 2016, a Maersk e Svenska cederam o total de suas participações no bloco 23 para a Sonangol (decreto executivo nº229/16, 13 maio de 2016).

### 3.2.4. Bloco 9

O Bloco 9 foi operado pela Cobalt International Energy, Inc (40%) em parceria com Alper Oil Limitada (10%), Nazaki Oil and Gaz SA (15%) e Sonangol (35%). Neste bloco que continha descobertas não comerciais (e.g., poço Denden-1, descrito acima), foi perfurado o poço Loengo-1, em 2014. Este poço, situado em lâmina d'água de 605 m, atingiu a profundidade de -4100 m e testou uma trapa estrutural alongada na direção NS (Figuras 3.1.12 e 3.1.13). Loengo-1 foi inicialmente declarado como uma descoberta, mas posteriormente foi reclassificado como um poço seco (United States, 2017).

### 3.2.5. Bloco 26

Em 2012 foi perfurado pelo consórcio Petrobras (40%), operadora, BP Angola (40%) e

Sonangol E.P. (20%) o poço Ogongga-1, no Bloco 26, em uma lâmina d'água de 1876 m e distante 52 km da costa (Figura 3.1.12). Esse foi o primeiro e único poço exploratório perfurado pela Petrobras com o objetivo principal no Pré-sal, em Angola, após a descoberta do Pré-Sal na Bacia de Santos. Ele testou uma trapa estrutural na base do sal, com uma grande feição de crescimento carbonático (*build-up*), área de 87 km<sup>2</sup> e potencial médio de reserva de 555 MM-bbl (Figuras 3.2.4a e 3.2.5). O principal reservatório constatado, na cota de -5040 m, consiste em calcários da Fm Cuvo Superior com dois intervalos litológicos distintos (Figura 3.2.4b). O intervalo superior consiste em 182 m de calcários pouco cimentados, com porosidades

entre 8% e 24%. Dados de pré-testes indicaram intervalos com permeabilidades variando entre 0,6 e 430 mD (Figura 3.2.4b). O intervalo inferior consiste em 195 m de um protólito de calcário altamente alterado por diagênese hidrotermal, sendo caracterizado por brechas hidráulicas, dolomiticos e silexitos (Figura 3.2.4b). Apesar desse intervalo apresentar boas porosidades, as permeabilidades foram inferiores a 17 mD. Abaixo dos reservatórios da Formação Cuvo Superior, ocorrem intercalações de rochas siliciclásticas, que podem ser da Fm Cuvo Superior ou Bucomazi, e rochas ígneas. As rochas siliciclásticas possuem porosidades entre 3% e 15% e permeabilidades abaixo de 0,025 mD (Figura 3.2.4b).

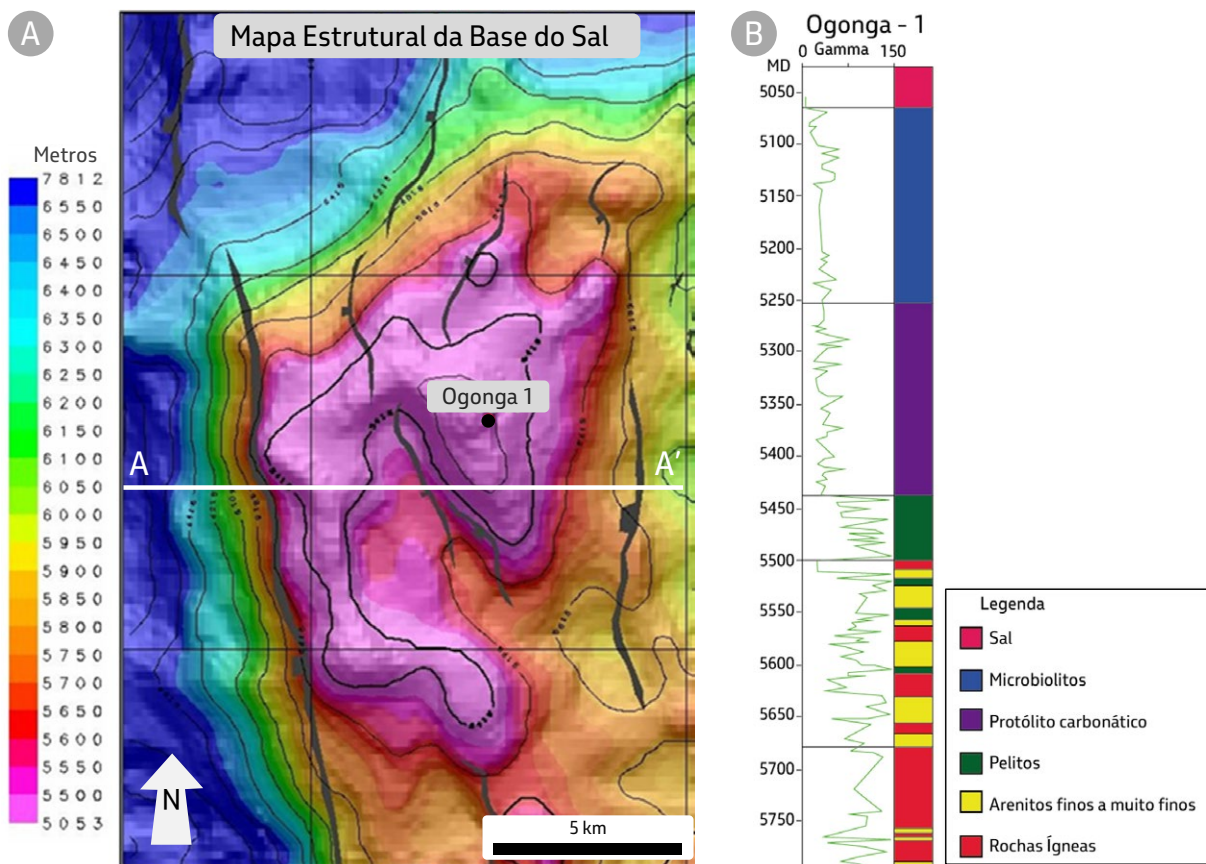


Figura 3.2.4 – Trapa de Ogongga: A) Mapa estrutural em profundidade da base do sal; B) Perfil da seção Pré-sal do poço Ogongga-1 com as principais litologias. Seção AA' na Figura 3.2.5.

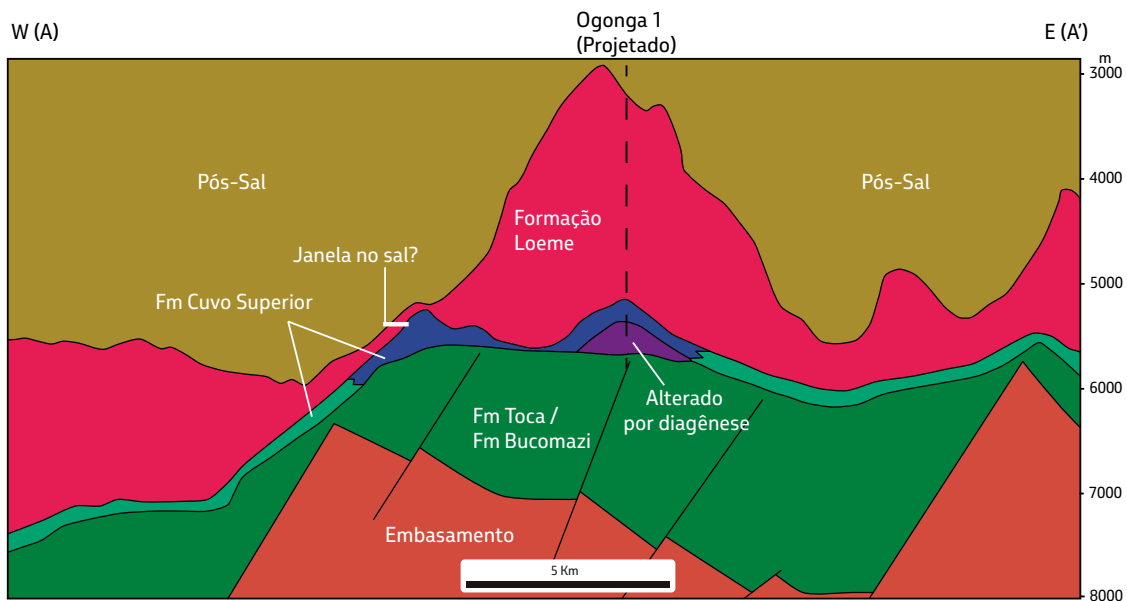


Figura 3.2.5 - Seção geológica através da trapa de Ogonga, mostrando feição de crescimento carbonático (*build-up*) na Formação Cuvo Superior. Notar a posição projetada da possível janela no sal. Localização na Figura 3.2.4.

O fluido encontrado no poço Ogonga-1 é composto por 97% em massa de  $\text{CO}_2$ . O contato fluido/água foi verificado a 190 m acima do *spill point* da trapa. Esse evento possivelmente se deve à presença de janelas no sal nas porções oeste e norte da trapa, aproximadamente coincidentes com a cota de -5385 m (Figura 3.2.5). Apesar dos dados disponíveis não permitirem uma conclusão categórica para os baixos teores de hidrocarbonetos e o preenchimento parcial da trapa, para todos os efeitos, a acumulação foi considerada não comercial.

### 3.2.6. Bloco 22

No bloco 22 foram perfurados os poços Locosso-1 e Catchimanha-1, sob lâminas d'água de 900 e 1400 m, pelo consórcio Repsol (30% - operador), Statoil (20%) e Sonangol E.P (50%)

(Figura 3.1.12). O poço Locosso-1 (2014) descobriu óleo no Pré-sal a aproximadamente 4300 m de profundidade, derivado de rochas geradoras imaturas a pouco maduras (Baudino *et al.*, 2018; Martínez *et al.*, 2018). O poço Catchimanha-1 (2015) descobriu gás no Pré-sal com elevada concentração de  $\text{CO}_2$  (>80%) em profundidades maiores do que de 5600 m, possivelmente derivados de craqueamento de óleo (Baudino *et al.*, 2018; Martínez *et al.*, 2018). A reserva *in place* estimada desta descoberta foi de 1,4 TCF (Sonangol, 2016). Em 2016, foi concedida uma extensão de dois anos para a fase exploratória do Bloco 22 (Spain's..., 2016). Até a presente data não foram reportados outros poços no Bloco 22 e ele está reportado como em processo de abandono no mapa de concessões da Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis de Angola de Angola (ANPG, 2021).

### 3.2.7. Bloco 24

O poço Katambi-1 foi perfurado pela BP (50% - Operadora) e Sonangol (50%) no Bloco 24/11 (Figura 3.1.12), entre 2014 e 2015, na Bacia de Benguela, sob uma lâmina d'água estimada de 1500 m. Esse poço descobriu uma acumulação de gás e condensado no Pré-sal a aproximadamente -5700 m de profundidade (British Petroleum, 2017; Baudino *et al.*, 2018), sendo a sua reserva inicial *in place* estimada em 280 MMbbl e 8 TCF (Sonangol, 2016). Em 2017, a BP vendeu sua participação no bloco para a Sonangol por considerá-lo não comercial (British Petroleum,

2018). Atualmente ele está reportado como em processo de abandono no mapa de concessões da ANPG (ANPG, 2021).

### 3.2.8. Poços distais da Bacia de Kwanza

Em 2014, a campanha exploratória no Pré-sal da Bacia de Kwanza avançou para o *offshore* mais profundo e distante da costa, com resultados que desapontaram a indústria petrolífera (Tabela 3.2.1 e Figura 3.2.6). Com exceção dos poços Omosi-1 e Puma-1, com acumulações não comerciais de gás, todos foram reportados como secos (Figura 3.2.6).

Tabela 3.2.1 - Lista de poços pioneiros perfurados no *offshore* mais distal e profundo da Bacia de Kwanza, após 2006. Localização dos poços na Figura 3.2.6.

Nome	Classificação <sup>1</sup>	Final Perf.	Lâmina d'água (m)	Prof. Final (m)	Bloco
Dilolo 1	Seco	set-14	1772	5322	39
Jacare 1	Seco	nov-14	1441		38
Kamoxi 1	Seco	out-14	2084	6565	36
Omosi 1	Gás	abr-15	1912	6289	7
Puma 1 <sup>2</sup>	Gás >80% de CO2	Jun-14	1755		25
Umbundu 1	Seco	fev-15	1973		40
Vali 1	Seco	jun-15	1936	6768	37

1 - Baudino *et al.* (2018); 2 - Raras informações disponíveis sobre este poço. Atualmente o bloco 25 está indicado como em processo de abandono no mapa de concessões da ANPG (ANPG, 2021)

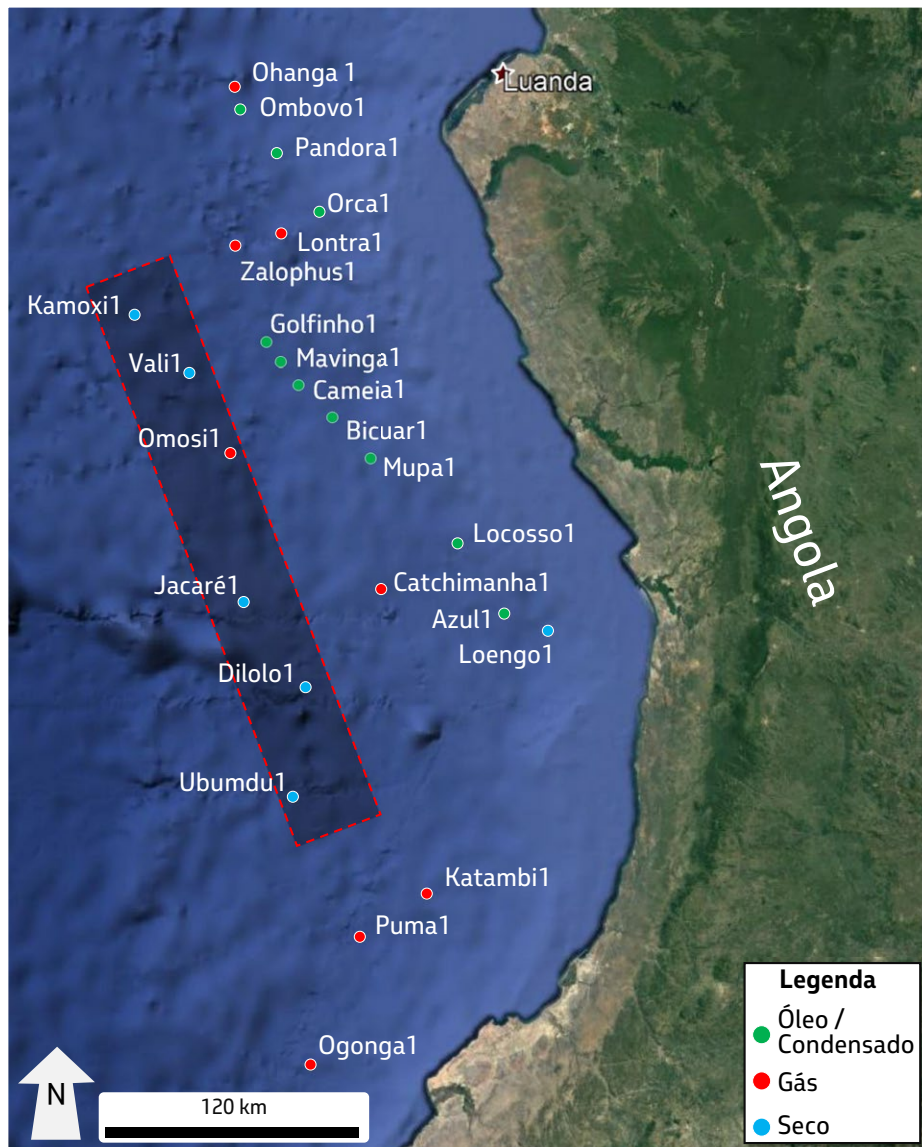


Figura 3.2.6 - Poços pioneiros no Pré-sal da Bacia de Kwanza com destaque para os poços mais distantes da costa (retângulo sombreado e tracejado em vermelho). Tipos de fluidos de Baudino *et al.* (2018). Imagem Google Earth™.

### 3.3. Poços distais das bacias do Gabão e Congo

Os poços Padouk Deep, no Bloco Ntsina, e Okala-1, no Bloco Mbeli, foram perfurados em 2014 no *offshore* profundo da Sub-bacia do Gabão Norte, em um consórcio formado entre a Ophir Gabon Ltd (40%), operadora, Petrobras Oil & Gas BV (50%) e OMV AG (10%) (Figura 3.3.1). O poço Padouk Deep, localizado em uma lâmina d'água de 825 m, foi finalizado em março de 2014 na cota de -3290 m. Ele constatou

arenitos das formações Gamba e Coniquet/Dentale no Pré-sal, com boas características de reservatório [*sic*]. No entanto, os volumes de hidrocarbonetos foram insuficientes para configurar uma acumulação comercial (Ophir's..., 2014) (Figura 3.3.2). O poço Okala-1, concluído em junho de 2014, está situado em uma lâmina d'água de 780 m e foi finalizado na cota de -4219 m. Ele constatou arenitos das formações Gamba e Dentale no Pré-sal, sem indícios de hidrocarbonetos (Figura 3.3.2) (No..., 2014).

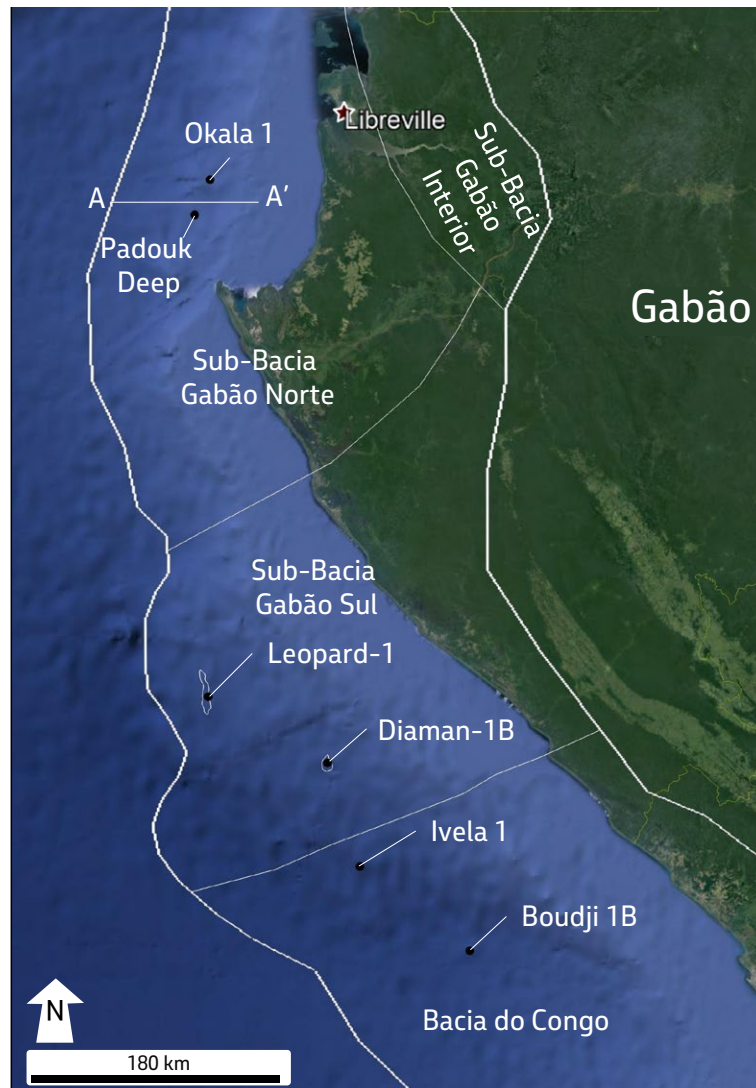


Figura 3.3.1 – Poços perfurados no Pré-sal em águas profundas das Sub-bacias do Gabão Norte e Sul e Bacia do Congo. Seção AA' na Figura 3.3.2. Imagem Google Earth™.

Na Sub-bacia do Gabão Sul foram descobertas as acumulações de gás Leopard e Diaman no Pré-sal (Figura 3.3.1). O poço Leopard-1 foi perfurado pela Shell Offshore Central Gabon Ltd e CNOOC International Ltd, em outubro de 2014. Este poço está situado a 145 km da costa, sob uma lâmina d'água de 2100 m e atingiu a profundidade final de 5060 m. Ele testou uma coluna de aproximadamente 200 m de gás no Pré-sal (Shell, 2014). Os reservatórios correspondem a arenitos da Formação Gamba (République Gabonaise, 2018; Younis et al., 2018). Um poço de extensão, Leopard-2S, foi perfurado

com êxito entre 2015 e 2016 (CNOOC, 2016). O poço Diaman-1B foi perfurado pela Total Gabon, Marathon Gabon e CIE Gabon Diaba em agosto de 2013 (Figura 3.3.1). Ele está situado a aproximadamente 100 km da costa, sob uma lâmina d'água de 1730 m e atingiu a profundidade final de 5585 m (Marathon Oil, 2013). Os reservatórios consistem em aproximadamente 50 m de arenitos da Formação Gamba, portadores de gás e condensado (Marathon Oil, 2013; République Gabonaise, 2018; Younis et al., 2018). Não existem informações sobre o início da produção dessas descobertas.

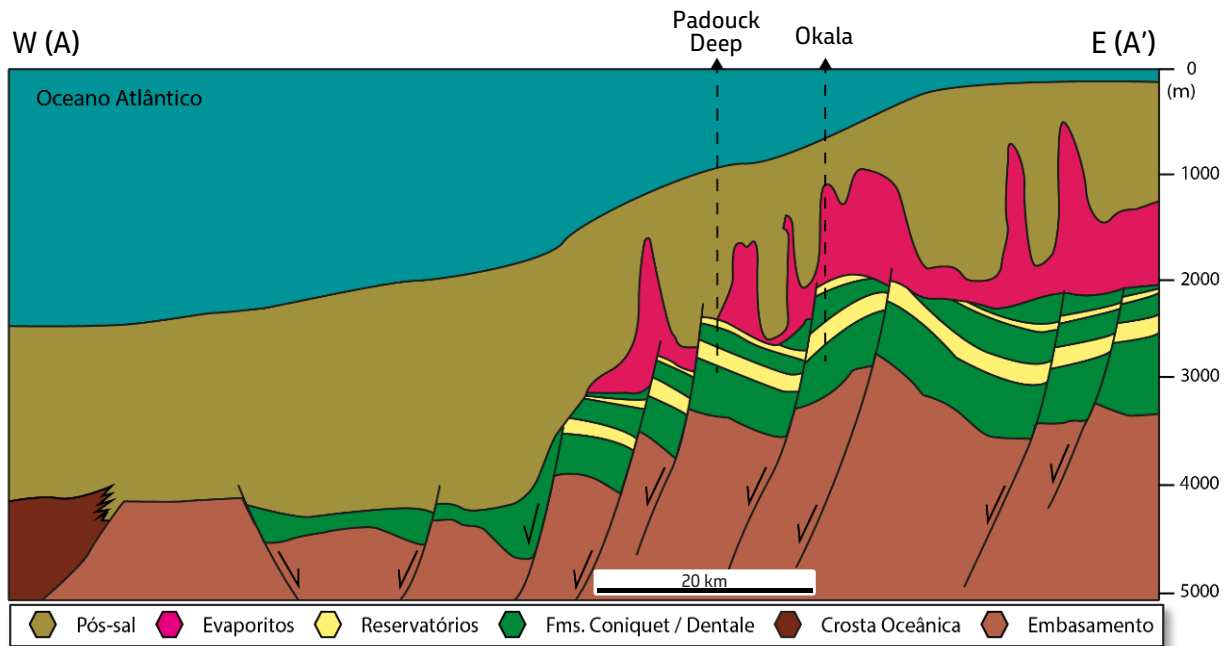


Figura 3.3.2 – Seção geológica através dos poços Padouck Deep e Okala-1 na porção *offshore* de águas profundas da Bacia do Gabão Norte. Localização da seção AA' na Figura 3.3.1. Modificado de Ophir (2014).

Na Bacia do Congo foram descobertas as acumulações Boudji e Ivela (Figura 3.3.1). Boudji-1, foi perfurado pela Petronas, em agosto de 2018, sob lâmina d'água de 2800 m até a profundidade final de 5440 m. Ele descobriu uma coluna de 90 m de óleo e gás em reservatórios de arenitos do Pré-sal, com excelentes propriedades permoporosas (Petronas, 2018). Outra acumulação em águas profundas da Bacia do Congo foi descoberta pelo poço Ivela-1. Este foi perfurado pela Repsol Libreville AS, em março de 2018, sob lâmina d'água de 2670 m e com profundidade final de 5487 m (Woodside..., 2018). Os reservatórios são arenitos portadores de óleo, formando uma coluna de 98 m (Woodside, 2018). De acordo com Woodside (2018), ambas as acumulações são não comerciais, devido a elevada lâmina d'água. Contudo, os poços provaram um sistema petrolífero ativo, com geração de óleo e gás nessa região.

## 4. CONSIDERAÇÕES FINAIS E CONCLUSÃO

Os dados apresentados permitem algumas considerações a respeito do Pré-sal da Província Costeira do Centro Oeste Africano (PCOA). A exploração do Pré-sal, no prolífico alinhamento entre a Sub-bacia do Gabão Sul e a Bacia do Baixo Congo, aparentemente está em uma fase madura, visto que a última descoberta relevante, o campo M'Boundi, no *onshore* da Bacia do Baixo Congo, ocorreu em 2001. Ademais, o desinvestimento em campos maduros, como por exemplo Rabi-Kounga e Gamba-Ivinga, e em infraestrutura de oleodutos e terminais de exportação no Gabão, realizado por grandes petrolíferas, é um sinal de menores chances de incremento de reservas na região (Shell, 2017; Total Energies, 2017).

Em Angola existe um potencial para o Pré-sal na porção *onshore* das bacias de Kwanza

e do Baixo Congo, tanto em calcários quanto em arenitos. Estimativas dos recursos *in situ* nessas bacias, incluindo oportunidades no Pré-sal e Pós-sal, indicaram volumes de aproximadamente 5300 MMbbl (Sonangol, 2014b). Em 2021, três blocos no *onshore* da Bacia do Baixo Congo e seis na Bacia de Kwanza foram arrematados em leilão realizado pela ANPG (Angola..., 2021). No entanto, ainda não foram reportados resultados sobre esses blocos.

As descobertas do Pré-sal na Bacia de Santos, em 2006, estimularam a busca por oportunidades semelhantes no *offshore* da PCOA. A campanha exploratória que se seguiu visou inicialmente a Bacia de Kwanza, devido a natureza carbonática da sua seção Pré-sal. Nela foram indentificadas diversas trapas estruturais na base do sal, com potencias reservatórios de microbiolitos sobre altos estruturais do embasamento, análogos às descobertas da Bacia de Santos. A primeira descoberta de grande impacto dessa campanha foi o campo de Cameia, com volumes entre 300 e 500 MMbbl de condensado recuperáveis. Na sequência, outras descobertas aconteceram em contextos geológicos similares, mas com fluidos variados. A Petrobras perfurou, sem êxito, o poço Ogonga-1, na Bacia de Benguela, em 2012, testando uma trapa estrutural na base do sal cujo fluido predominante constatado foi CO<sub>2</sub>. Este resultado e a análise econômica das oportunidades, na época, desencorajaram a Petrobras de prosseguir na exploração do Pré-sal em Angola.

De modo contínuo, a exploração avançou para o *offshore* mais distal e profundo da

Bacia de Kwanza, visando a acumulações ao estilo de Cameia. No entanto, os resultados foram modestos, com vários poços secos e nenhuma grande descoberta anunciada. Atualmente, os volumes descobertos nessa bacia não rivalizam com as reservas encontradas em Santos, mas positivamente viabilizaram o avanço da sua exploração *offshore*.

A exploração do Pré-sal também avançou no *offshore* profundo nas bacias do Gabão e do Congo, após 2006. Como resultado foram descobertas duas acumulações na Sub-bacia do Gabão Sul e duas na Bacia do Congo, em lâminas d'águas superiores a 1700 m e em reservatórios silicicláticos. A Petrobras participou da perfuração de dois poços na Sub-Bacia do Gabão Norte em 2014. Ambos atingiram reservatórios areníticos das formações Gamba e Dentale, sendo uma descoberta não comercial e um poço seco. Os resultados obtidos ainda não estimularam uma robusta campanha exploratória para o Pré-sal no *offshore* profundo nessas bacias.

Por fim, o Pré-sal em águas profundas e ultraprofundas na PCOA apresenta um potencial exploratório condizente com a presença de sistemas petrolíferos ativos e uma baixa densidade de poços exploratórios. Nas bacias do Congo, Gabão, Kwanza e Benguela, os maiores riscos estão associados às dimensões dos reservatórios e trapas, principalmente sobre a perspectiva de acumulações de gás. Nas bacias de Kwanza e Benguela, também existem riscos associados à geração e presença de CO<sub>2</sub>, conforme constatado nos poços Ogonga-1, Catchimanha-1 e Puma-1. Os mesmos riscos podem ser assumidos

para a Bacia de Namibe, que ainda está em um estágio inicial de exploração. As bacias de Douala, Rio Muni e Kribi-Campo apresentam maiores riscos para todos os elementos do sistema petrolífero no Pré-sal.

## AGRADECIMENTOS

As informações contidas neste capítulo são fruto do trabalho de muitos profissionais, que ao longo de décadas contribuíram para o entendimento da geologia nas áreas aqui descritas. Agradecemos aos revisores geólogos Alcindo Raulino Moritz Junior, Dr. Claudio Valdetaro Madeira, Me. Marco Antonio Carlotto pela valiosa contribuição e, principalmente, à revisora Me. Fátima Regina Blanco de Dios pelas importantes recomendações ao longo das duas revisões que realizou no texto.

## REFERÊNCIAS

- ABILIO, S.; INKOLLU, S. N. M. Namibe basin: geology and hydrocarbon potential, Angola. **AAPG Bulletin**, Tulsa, v. 73, n. 3, CONF-890404, 1989.
- AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS DE ANGOLA. **Mapa de concessão**. Luanda: ANPG, 2021.
- AGYINGI, C. M.; ABANDA, P. A.; FOZAO, K. F.; NJOH, O. A.; EPANTY, A. F.; TANGKO, N. C.; KWANGKAM, F. N.; ESEME, E. Geochemistry of seep and produced oil samples from southern Cameroon. **Journal of Petroleum Geology**, Beaconsfield, v. 42, n. 2, p. 193-206, 2019.
- ARAI, M. Revisão estratigráfica do Cretáceo Inferior das bacias interiores do Nordeste do Brasil. **Geociências**, São Paulo, v. 25, n. 1, p. 7-15, 2007.
- ASLANIAN, D.; MOULIN, M.; OLIVET, J.-L.; UNTERNEHR, P.; MATIAS, L.; BACHE, F.; RABINEAU, M.; NOUZÉ, H.; KLINGELHEOFER, F.; CONTRUCI, I.; LABAILS, C. Brazilian and african passive margins of the central segment of the South Atlantic Ocean: Kinematic constraints. **Tectonophysics**, Amsterdam, v. 468, n. 1/4, p. 98-112, Apr. 2009.
- ASMUS, H. E.; BAISCH, P. R. Geological evolution of the brazilian continental margin. **Episodes**, Ottawa, v. 6, n. 4, p. 3-9, Dec. 1983.
- ASMUS, H. E.; PORTO, R. Diferenças nos estágios iniciais da evolução tectônica da margem continental leste brasileira: possíveis causas e implicações. *In*: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 31., 1980, Balneário Camboriú. **Anais [...]**. São Paulo: Sociedade Brasileira de Geologia, 1980. v. 1, p. 225-239.
- AUSTIN JUNIOR., J. A.; UCHUPI, E. Continental-oceanic crustal transition off Southwest Africa. **AAPG Bulletin**, Tulsa, v. 66, n. 9, p. 1328-1347, Sept. 1982.
- BATE, R. H. Non-marine ostracod assemblages of the Pre-Salt rift basins of West Africa and their role in sequence stratigraphy. *In*: CAMERON, N. R.; BATE, R. H.; CLURE, V. S. (ed.). **The**

- oil and gas habitats of the South Atlantic.** London: Geological Society, 1999. p. 283-292. (Geological Society of London. Special publication, 153).
- BAUDINO, R.; PONTET, M.; MANAS, M.; HERRA, A.; SANDERS, C.; BADALI, M.; TOCCO, R.; MARTINEZ, S.; TRITLLA, J.; LOMA, R.; CARRASCO, A.; PADRON, S.; MORA, S. Modelling petroleum systems of hyperextended margins: Angola case study. *In: AMERICAN ASSOCIATION OF PETROLEUM GEOLOGISTS. EUROPE REGIONAL CONFERENCE, 2018, Lisbon. [Abstracts of the] AAPG Annual Meeting.* Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2018.
- BAUDOUY, S.; LEGORJUS, C. Sendji field - people's Republic of Congo: Congo Basin. *In: FOSTER, N. H.; BEAUMONT, E. A. (comp.). Structural traps.* Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 1991. v. 5, p. 121-149. (American Association of Petroleum Geologists. Treatise of petroleum geology. Atlas of oil and gas fields).
- BECKMAN, J. Multi-field condensate project will re-vamp Angola block 0 gas management. **Offshore**, Conroe, 1 Oct. 2003.
- B EGLINGER, S. E.; DOUST, H.; CLOETINGH, S. Relating petroleum system and play development to basin evolution: West African South Atlantic basins. **Marine and Petroleum Geology**, Guildford, v. 30, n. 1, p. 1-25, Feb. 2012.
- BERANN, H. C.; HEEZEN, B. C.; THARP, M. [Manuscript painting of Heezen-Tharp "World ocean floor" map by Berann]. [S. l.: s. n., 1977?]. 1 mapa, color., 106 x 189 cm. Disponível em: <https://www.loc.gov/item/2010586277/>. Acesso em: 1 jul. 2021
- BERGMAN, S. C.; EL DRETT, J. S.; MINISINI, D. Phanerozoic large igneous province, petroleum system, and source rock links. *In: ERNST, R. E.; DICKSON, A. J.; BEKKER, A. (ed.). Large igneous provinces: a driver of global environmental and biotic changes.* Hoboken: Wiley, 2021. p. 191-228. (Geophysical Monograph, 255).
- BLACK, B. A.; GIBSON, S. A. Deep carbon and the life cycle of large igneous provinces. **Elements: an international magazine of mineralogy, geochemistry, and petrology**, Quebec, v. 15, n. 5, p. 319-324, 2019.
- BOEUF, A. G.; CLIFF, W. J.; HOMBROEK, A. R. Discovery and development of the Rabi-Kounga field: a giant oil field in a Rift Basin, Onshore Gabon. *In: WORLD PETROLEUM CONGRESS, 13., 1991, Buenos Aires. Proceedings [...].* Chichester: J. Wiley, 1991. p. 33-46.
- BRACCINI, E.; DENISON, C. N.; SCHEEVEL, J. R.; JERONIMO, P.; ORSOLINI, P.; BARLETTA, V. A revised chrono-lithostratigraphic framework for the Pre-Salt (Lower Cretaceous) in Cabinda, Angola. **Bulletin des Centres de Recherches Exploration-Production Elf Aquitaine**, Pau, v. 21, n. 1, p. 125-151, 1997.
- BRACKEN, B. R. Syn-rift lacustrine beach and deltaic sandstone reservoirs-pre-salt (lower Cretaceous) of Cabinda, Angola, west Africa. *In: LOMANDO, A. J.; SCHREIBER, C.; HARRIS, P. M.*

- (ed.). **Lacustrine reservoirs and depositional systems**. Tulsa: Society for Sedimentary Geology, 1994. p. 173-200. (Society for Sedimentary Geology. Core workshop, 19)
- BRADLEY, C.; SAUNDERS, C. Carbonate play prospectivity in Angola's 2019 licensing round. **First Break**, Oxford, v. 38, n. 5, p. 77-82, May 2020.
- BRADLEY, D. C. Passive margins through earth history. **Earth-Science Reviews**, Amsterdam, v. 91, n. 1-4, p. 1-26, Dec. 2008.
- BRAY, R.; LAWRENCE, S.; SWART, R. Source rock, maturity data indicate potential off Namibia. **Oil and Gas Journal**, Tulsa, v. 96, n. 32, p. 84-88, Aug. 1998.
- BRICE, S. E.; COCHRAN, M. D.; PARDO, G.; EDWARDS, A. D. Tectonics and sedimentation of the South Atlantic Rift Sequence: Cabinda, Angola: rifted margins: field investigations of margin structure and stratigraphy. *In*: WATKINS, J. S.; DRAKE, C. L. (ed.). **Studies in continental margin geology**. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 1982. p. 5-18. (American Association of Petroleum Geologists. Memoir, 34).
- BRINK, A. H. Petroleum geology of Gabon basin. **AAPG Bulletin**, Tulsa, v. 58, n. 2, p. 216-235, Feb. 1974.
- BRITISH PETROLEUM. **BP 2Q 2017 exploration highlights**. United Kingdom, 29 June 2017. Disponível em: <https://www.bp.com/en/global/corporate/news-and-insights/press-releases/bp-2q-2017-exploration-highlights.html>. Acesso em: 01 jul. 2021.
- BRITISH PETROLEUM. **BP annual report and form 20-F 2017**. London: British Petroleum, 2018. Disponível em: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/investors/bp-annual-report-and-form-20f-2017.pdf>. Acesso em: 21 jun. 2021.
- BROGNON, G. P.; VERRIER, G. R. Oil and geology in Cuanza Basin of Angola. **AAPG Bulletin**, Tulsa, v. 50, n. 1, p. 108-158, Jan. 1966.
- BROWNFIELD, M. E. Assessment of undiscovered oil and gas resources of the West-Central Coastal Province, West Africa. *In*: BROWNFIELD, M. E. (comp.). **Undiscovered oil and gas resources of the West-Central Coastal Province, West Africa**. [United States]: United States Geological Survey, 2016. cap. 7. (Digital Data Series, 69-GG)
- BROWNFIELD, M. E.; CHARPENTIER, R. R. **Geology and total petroleum systems of the west-central coastal province (7203), West Africa**. [United States]: United States Geological Survey, 2006. 52 p. (U.S. Geological Survey Bulletin, 2207-B).
- BUITER, S. J. H.; TORSVIK, T. H. A review of Wilson Cycle plate margins: a role for mantle plumes in continental break-up along sutures? **Gondwana Research**, Osaka, v. 26, n. 2, p. 627-653, Sept. 2014.

- BURKE, K.; SENGÖR, A. M. C. Ten metre global sea-level change associated with South Atlantic Aptian salt deposition. **Marine Geology**, Amsterdam, v. 83, n. 1/4, p. 309-312, Sept. 1988.
- BURWOOD, R. Angola: source rock control for Lower Congo Coastal and Kwanza Basin petroleum systems. *In*: CAMERON, N. R.; BATE, R. H.; CLURE, V. S. (ed.). **The oil and gas habitats of the South Atlantic**. London: Geological Society, 1999. p. 181-194. (Geological Society of London. Special Publication, v. 153).
- BURWOOD, R.; LEPLAT, P.; MYCKE, B.; PAULET, J. Rifted margin source rock deposition: a carbon isotope and biomarker study of a west African Lower Cretaceous "Lacustrine" section. **Organic Geochemistry**, Oxford, v. 19, n. 1/3, p. 41-52, Dec. 1992.
- BURWOOD, R.; WITTE, S. M. DE; MYCKE, B.; PAULET, J. Petroleum geochemical characterisation of the Lower Congo coastal basin Bucomazi Formation. *In*: KATZ, B. J. (ed.). **Petroleum source rocks**. Berlin: Springer, 1995. p. 235-263.
- CARMINATTI, M.; WOLFF, B.; GAMBOA, L. New exploratory frontiers in Brazil. *In*: WORLD PETROLEUM CONGRESS, 19., 2008, Madrid. **Proceedings** [...]. London: Energy Institute, 2008. Paper WPC-19-2802.
- CASTRO, G. M. A. **Halocinese e tectônica de rafts na bacia emersa de Benguela (Angola): dados de campo, modelagem física e restauração estrutural**. 2014. 191 f. Dissertação (Mestrado em Geologia) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.
- CAZIER, E. C.; BARGAS, C.; BUAMBUA, L.; CARDOSO, S.; FERREIRA, H.; INMAN, K.; LOPES, A.; NICHOLSON, T.; OLSON, C.; SALLER, A.; SHINOL, J. Petroleum geology of Cameia Field, deepwater pre-salt Kwanza Basin, Angola, West Africa. **AAPG Search and Discovery**, Tulsa, article 20275, 27 Oct. 2014.
- CERLING, T. E. Chemistry of closed basin lake waters: a comparison between African Rift Valley and some central North American rivers and lakes. *In*: GIERLOWSKI-KORDESCH, E.; KELTS, K. (ed.). **Global geological record of lake basins**. New York, N.Y.: Cambridge University Press, 1994. v. 1, p. 29-30, 1994.
- CESERO, P.; PONTE, F. C.; NORTHFLEET, A. A.; GONÇALVES, A.; TEIXEIRA NETTO, FRANÇA, A. M. C.; PENNA, C. A. T.; SILVA, C. A. M.; RIBEIRO, E. M.; ROSA, G. B.; LOPES, A.; RIBEIRO, J. C.; NEVES, L. E.; SILVA, O. B.; ARARIPE, P. T.; SOUZA, U. P. Análise comparativa da paleogeologia dos litorais atlânticos brasileiro e africano. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 11, n. 1/2, p. 1-18, jan./dez. 1997.
- CHANG, H. K.; KOWSMANN, R. O.; FIGUEIREDO, A. M. F.; BENDER, A. Tectonics and stratigraphy of the East Brazil Rift system: an overview. **Tectonophysics**, Amsterdam, v. 213, n. 1-2, p. 97-138, Oct. 1992.

CHINA NATIONAL OFFSHORE OIL CORPORATION LIMITED. **2016 mid-year review**. China: CNOOC Limited, 2016. Disponível em: <https://www.cnoocld.com/attach/0/1608241620578637248.pdf>. Acesso em: 21 jun. 2021.

COBALT INTERNATIONAL ENERGY. **Company presentation**. Houston, Mar. 2012. Disponível em: [https://estatedocbox.com/95221020-Buying\\_and\\_Selling\\_Homes/March-2012-cameia-1-well-test-offshore-angola-february-2012.html](https://estatedocbox.com/95221020-Buying_and_Selling_Homes/March-2012-cameia-1-well-test-offshore-angola-february-2012.html). Acesso em: 01 jul. 2021.

COBALT INTERNATIONAL ENERGY. **Pivoting to development at an opportune time**. *In*: CREDIT SUISSE ANNUAL ENERGY SUMMIT, 20., 2015, Vail. [**Proceedings**]. [Vail]: Credit Suisse, 2015.

COLE, G. A.; REQUEJO, A. G.; ORMEROD, D.; YU, Z.; CLIFFORD, A. Petroleum geochemical assessment of the Lower Congo Basin. *In*: MELLO, M. R.; KATZ, B. J. (ed.). **Petroleum systems of South Atlantic margins**. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2000. p. 325-339. (American Association of Petroleum Geologists. Memoir, 73).

COSTA, J. L.; SCHIRMER, T. W.; LAWS, B. R. Lower Congo basin, deepwater exploration province, offshore west Africa. **AAPG Bulletin**, Tulsa, v. 83, n. 12, Dec. 1999.

COSTA, J. L.; SCHIRMER, T. W.; LAWS, B. R. Lower Congo Basin, deep-water exploration province, offshore west Africa. *In*: DOWNEY, M. W.; THREET, J. C.; MORGAN, W. A. (ed.). **Petroleum**

**provinces of the twenty-first century**. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2001. p. 517-530. (American Association of Petroleum Geologists. Memoir, 74).

COSTIER, L.; MITROSHKIN, V. G.; HAYES, H. M. Locating the remaining oil (LTRO) and delivering opportunities in a mature, declining oil field. *In*: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. NIGERIA ANNUAL INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 34., 2010, Tinapa-Calabar. [**Conference papers of the**] **Nigeria Annual International Conference and Exhibition**. [Richardson]: Society of Petroleum Engineers, 2010. SPE-140636-MS.

COWARD, M. P.; PURDY, E. G.; RIES, A. C.; SMITH, D. G. The distribution of petroleum reserves in basins of the South Atlantic margins. *In*: CAMERON, N. R.; BATE, R. H.; CLURE, V. S. (ed.). **The oil and gas habitats of the South Atlantic**. London: Geological Society, 1999. p. 101-131. (Geological Society of London. Special publication, 153).

CROSSING new frontiers: Angola's pre-salt. **Universo**, London, p. 46-49, Sept. 2014.

CURY, L. F.; SWART, R.; PRESENT, T.; GROTZINGER, J. P. **The paleogeography conditions of pre-salt Aptian units of Namibe Basin, Angola**. *In*: AMERICAN GEOPHYSICAL UNION FALL MEETING, 2019, San Francisco. [Proceedings] ... Washington: American Geophysical Union, 2019. PP41C-1583.

DAILLY, P. Tectonic and stratigraphic development of the Rio Muni Basin, Equatorial Guinea:

the role of transform zones in Atlantic Basin evolution. *In*: MOHRIAK, W.; TAIWANI, M. (ed.). **Atlantic rifts and continental margins**. Washington: American Geophysical Union, c2000. p. 105-128. (Geophysical monograph series, 115).

DALE, C. T.; LOPES, J. R.; ABILIO, S. Takula oil field and the greater Takula area, Cabinda, Angola. *In*: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 22., 1990, Houston. **Proceedings [...]**. Richardson: Offshore Technology Conference, 1990. OTC-6269-MS.

DALE, C. T.; LOPES, J. R.; ABILIO, S. Takula oil field and the greater Takula area, Cabinda, Angola. *In*: HALBOUTY, M. T. (ed.). **Giant oil and gas fields of the decade 1978-1988**. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 1992. p. 197-215. (American Association of Petroleum Geologists. Memoir, 54).

DANFORTH, A. Petroleum systems of the coastal Kwanza and Benguela basins, Angola. **Houston Geological Society Bulletin**, Houston, v. 41, n. 2, p. 18-21, Oct. 1998.

DAVISON, I. Geology and tectonics of the South Atlantic Brazilian salt basins. *In*: Ries, A. C.; Butler, R. W. H.; Graham, R. H. (ed.). **Deformation of the Continental Crust: The Legacy of Mike Coward**. London: Geological Society, 2007. p. 345-359. (Geological Society of London. Special publication, 272).

DESTRO, N.; NUNES, M. C. DE V.; SZATMARI, P.; LOBO, J. T.; MILANI, E. J. **Magmatismo na sequência pré-sal da Bacia de Santos: sismofácies, geocronologia, correlação**

**sismoestratigráfica e petrogênese, 2º relatório parcial**. Rio de Janeiro. PETROBRAS/CENPES/PDEXP/GEOTEC, 2009. Relatório Técnico.

DIAS-BRITO, D. Paleo-ecological evolution of the Campos basin during the deposition of calcilutites, marls and folhehos of the Macaé formation. **Boletim Técnico da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 25, n. 2, p. 84-97, abr./jun. 1982.

DIAS-BRITO, D. The Meso-Cretaceous of the Campos basin e a contribution to the paleo-oceanography of the early South Atlantic. **Revista Brasileira de Geociências**, São Paulo, v. 17, p. 162-167, jun. 1987.

EDWARDS, A.; BIGNELL, R. Hydrocarbon potential of W. African salt basin. **Oil and Gas Journal**, Tulsa, v. 86, n. 50, p. 71-74, 1988a.

EDWARDS, A.; BIGNELL, R. Nine major play types recognized in salt basin. **Oil and Gas journal**, Tulsa, v. 86, n. 51, p. 55-58, 1988b.

ESSI, M.-F. M.; ATANGANA, J. Q. Y.; ESSI, J. M. A.; YEM, M.; BIOUELE, S. E. A.; NGUEMA, P.; NTSENGUE, C. T. Stratigraphical nature of the Top Albian surface, from seismic and wells data analyses, in the south Sanaga area (Cameroon Atlantic margin): palaeogeographical significance and petroleum implications. **Marine and Petroleum Geology**, Guildford, v. 129, 105073, Jul. 2021.

ESTRELLA, G. O. O estágio rift nas bacias marginais do leste brasileiro. *In*: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 26. 1972, Belém. **Anais**

[...]. São Paulo: Sociedade Brasileira de Geologia, 1972. v. 3, p. 29-34.

EVANS, R. Origin and significance of evaporites in basins around Atlantic margin. **AAPG Bulletin**, Tulsa, v. 62, n. 2, p. 223-234, Feb. 1978.

FERNANDEZ, O.; OLAIZ, A.; CASCONI, L.; HERNANDEZ, P.; PEREIRA, A. DE F.; TRITLLA, J.; INGLES, M.; AIDA, B.; PINTO, I.; ROCCA, R.; SANDERS, C.; HERRÁ, A.; TUR, N. Geophysical evidence for breakup volcanism in the Angola and Gabon passive margins. **Marine and Petroleum Geology**, Guildford, v. 116, 104330, June 2020.

FRIXA, A.; MARAGLIULO, C.; CONSONNI, A.; ORTENZI, A. Dolomitization of the lacustrine carbonates of the Toca Fm. (Kambala field, offshore Cabinda) and quantitative diagenetic modeling. *In*: ABU DHABI INTERNATIONAL PETROLEUM EXHIBITION AND CONFERENCE, 2014, Abu Dhabi. [**Proceedings**]. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2014.

GABON Peak. **Crude Oil Peak**, 2 Dec. 2014. Disponível em: [https://crudeoilpeak.info/gabon\\_peak](https://crudeoilpeak.info/gabon_peak). Acesso em: 21 jun. 2021.

GARCIA, A. J. V. Evolução sedimentar da sequência pré-rift das bacias costeiras e interiores do nordeste brasileiro. **Pesquisas em Geociências**, Porto Alegre, RS, v. 18, n. 1, p. 3-12, maio/ago. 1991.

GINDRE-CHANU, L.; PERRI, E.; SHARP, R. I.; PEACOCK, D. C. P.; SWART, R.; POULSEN, R.; FERREIRA, H.; MACHADO, V. Origin and diagenetic

evolution of gypsum and microbialitic carbonates in the Late Sag of the Namibe Basin (SW Angola). **Sedimentary Geology**, Amsterdam, v. 342, p. 133-153, 2016.

GINDRE-CHANU, L.; WARREN, J. K.; PUIG-DEFABREGAS, C.; SHARP, I. R.; PEACOCK, D. C. P.; SWART, R.; POULSEN, R.; FERREIRA, H.; HENRIQUE, L. Diagenetic evolution of Aptian evaporites in the Namibe Basin (south-west Angola). **Sedimentology**, Oxford, v. 62, n. 1, p. 204-233, Jan. 2015.

GOMES, L. C.; ANTUNES, R. L.; LOBO, J. T.; THOMAZ, L. V.; BEVILAQUA, L.; VIEIRA, I. S.; DESTRO, N.; DANTAS, R. N. G.; SILVA, C. F.; SZATMARI, P.; NUNES, M. C. DE V.; MIZUSAKI, A. M. **P. Geocronologia dos andares Buracica, Jiquiá e Alagoas: datações radiométricas versus inferências biocronoestratigráficas em busca de soluções convergentes**. Rio de Janeiro. PETROBRAS/E&P-EXP/GEO, 2015. Relatório Técnico.

GORINI, M. A.; BRYAN, G. M. The tectonic fabric of the Equatorial Atlantic and adjoining continental margins: Gulf of Guinea to Northeastern Brazil. **Anais da Academia Brasileira de Ciências**, Rio de Janeiro, v. 48, p. 101-119, 1976. Supl.

GRANOT, R.; DYMENT, J. The Cretaceous opening of the South Atlantic Ocean. **Earth and Planetary Science Letters**, Amsterdam, v. 414, p. 156-163, Mar. 2015.

GUIRAUD, M.; BUTA-NETO, A.; QUESNE, D. Segmentation and differential post-rift uplift

at the Angola margin as recorded by the transform-rifted Benguela and oblique-to-orthogonal-rifted Kwanza basins. **Marine and Petroleum Geology**, Guildford, v. 27, n. 5, p. 1040-1068, May 2010.

HARRIS, N. B. Toca carbonate, Congo Basin: response to an evolving rift lake. *In*: MELLO, M. R.; KATZ, B. J. (ed.). **Petroleum systems of South Atlantic margins**. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2000. p. 341-360. (American Association of Petroleum Geologists. Memoir, 73).

HARVEST NATURAL RESOURCES INC. **In the flow**: 2007 annual report. Houston: Harvest Natural Resources Inc., 2008. Disponível em: [https://www.annualreports.com/HostedData/AnnualReportArchive/h/NYSE\\_HNR\\_2007.pdf](https://www.annualreports.com/HostedData/AnnualReportArchive/h/NYSE_HNR_2007.pdf). Acesso em: 21 jun. 2021.

HEINE, C.; BRUNE, S. Oblique rifting of the Equatorial Atlantic: why there is no Saharan Atlantic Ocean. **Geology**, Boulder, v. 42, n. 3, p. 211-214, 2014.

HEINE, C.; ZOETHOUT, J.; MÜLLER, R. D. Kinematics of the South Atlantic rift. **Solid Earth**, [Germany], v. 4, n. 2, p. 215-253, 2013.

HORSCHUTZ, P. M. C.; FREITAS, L. C. S.; STANK, C. V.; BARROSOs, A. S.; CRUZ, W. M. The Linguado, Carapeba, Vermelho, and Marimba Giant oil fields, Campos Basin, Offshore Brazil. *In*: HALBOUTY, M. T. (ed.). **Giant oil and gas fields of the decade 1978-1988**. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 1992. p.

137-153. (American Association of Petroleum Geologists. Memoir, 54).

HUDEEC, M. R.; JACKSON, M. P. A. Structural segmentation, inversion, and salt tectonics on a passive margin: evolution of the Inner Kwanza Basin, Angola. **Geological Society of America Bulletin**, Boulder, v. 114, n. 10, p. 1222-1244, Oct. 2002.

JACKSON, M. P. A.; HUDEC, M. R. Stratigraphic record of translation down ramps in a passive-margin salt detachment. **Journal of Structural Geology**, Oxford, v. 27, n. 5, p. 889-911, May 2005.

JACKSON, M. P. A.; HUDEC, M. R.; HEGARTY, K. A. The great West African Tertiary coastal uplift: fact or fiction? a perspective from the Angolan divergent margin. **Tectonics**, Washington, v. 24, n. 6, Dec. 2005.

JAFARI, L.; CHERRINGTON, B.; TODOROVA, M.; FALCIDIA, L.; ABOUD, G.; STANCU, L. **Africa oil & gas 2020**. Singapore: Global Business Reports, 2020. Disponível em: [https://www.gbreports.com/files/pdf/\\_2020/AOG\\_2020\\_-\\_Web\\_Preview.pdf](https://www.gbreports.com/files/pdf/_2020/AOG_2020_-_Web_Preview.pdf). Acesso em: 21 jun. 2021.

KARNER, G. D. Rifts of the Campos and Santos Basins, Southeastern Brazil: distribution and timing. *In*: MELLO, M. R.; KATZ, B. J. (ed.). **Petroleum systems of South Atlantic margins**. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2000. p. 301-315. (American Association of Petroleum Geologists. Memoir, 73).

- KARNER, G. D.; DRISCOLL, N. W. Tectonic and stratigraphic development of the West African and eastern Brazilian Margins: insights from quantitative basin modelling. *In*: CAMERON, N. R.; BATE, R. H.; CLURE, V. S. (ed.). **The oil and gas habitats of the South Atlantic**. London: Geological Society, 1999. p. 11-40. (Geological Society of London. Special publication, 153).
- KARNER, G. D.; DRISCOLL, N. W.; MCGINNIS, J. P.; BRUMBAUGH, W. D.; CAMERON, N. R. Tectonic significance of syn-rift sediment packages across the Gabon-Cabinda continental margin. **Marine and Petroleum Geology**, Guildford, v. 14, n. 7-8, p. 973-1000, Nov./Dec. 1997.
- KARNER, G. D.; GAMBÔA, L. A. P. Timing and origin of the South Atlantic pre-salt sag basins and their capping evaporites. *In*: SCHREIBER, B. C.; LUGLI, S.; BABEL, M. (ed.). **Evaporites through space and time**. London: Geological Society, 2007. p. 15-35. (Geological Society of London. Special publication, 285).
- KATZ, B. J.; MELLO, M. R. Petroleum systems of South Atlantic marginal basins: an overview. *In*: MELLO, M. R.; KATZ, B. J. (ed.). **Petroleum systems of South Atlantic margins**. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2000. p. 1-13. (American Association of Petroleum Geologists. Memoir, 73).
- KIDDER, D. L.; WORSLEY, T. R. Phanerozoic large igneous provinces (LIPs), HEAT (haline euxinic acidic thermal transgression) episodes, and mass extinctions. **Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology**, Amsterdam, v. 295, n. 1/2, p. 162-191, Sept. 2010.
- KING, G.; TOKAR, T.; LITTLEFIELD, L.; NEWTON, S.; OLIVEIRA, F. The Takula Field: a history of Angola's first giant oil field. *In*: WORLD PETROLEUM CONGRESS, 18., 2005, Johannesburg. [Proceedings]. London: Energy Institute, 2005. WPC-18-1020.
- KINGSTON, J. **The undiscovered recoverable petroleum resources of Southern Africa**. [United States]: United States Geological Survey, 1988. Open-File Report 88-223.
- KOCH, C.; GREENHALGH, J.; MATHEW, F. Petroleum prospectivity in the Namibe Basin, offshore Angola. *In*: SOCIETY OF EXPLORATION GEOPHYSICISTS. INTERNATIONAL EXPOSITION & MEETING, 83., 2013, Houston. [Conference papers of the] **2013 SEG Annual Meeting**. [Tulsa]: Society of Exploration Geophysicists, c2013. p. 1284-1287.
- KUKLA, P. A.; STROZYK, F.; MOHRIAK, W. U. South Atlantic salt basins—witnesses of complex passive margin evolution. **Gondwana Research**, Osaka, v. 53, p. 41-57, Jan. 2018.
- LAHERRERE, J. Estimates of oil reserves. *In*: International Energy Workshop, 2001, Laxenburg, Austria. [Proceedings] International Institute for Applied Analysis, 2001.
- LECKIE, R. M.; BRALOWER, T. J.; CASHMAN, R. Oceanic anoxic events and plankton evolution: Biotic response to tectonic forcing during the

mid-Cretaceous. **Paleoceanography**, Hoboken, v. 17, n. 3, Sept. 2002.

LEHNER, P.; RUITER, P. A. C. Structural history of Atlantic margin of Africa. **AAPG Bulletin**, Tulsa, v. 61, n. 7, p. 961-981, July 1977.

LENTINI, M. R.; FRASER, S. I.; SUMNER, H. S.; DAVIES, R. J. Geodynamics of the central South Atlantic conjugate margins: implications for hydrocarbon potential. **Petroleum Geoscience**, London, v. 16, n. 3, p. 217-229, Aug. 2010.

LEPICHON, X.; FOX, P. J. Marginal offsets, fracture zones, and the early opening of the North Atlantic. **Journal of Geophysical Research**, Washington, v. 76, n. 26, p. 6294-6308, Sept. 1971.

LIRO, L. M.; DAWSON, W. C. Reservoir systems of selected basins of the South Atlantic. *In*: MELLO, M. R.; KATZ, B. J. (ed.). **Petroleum systems of South Atlantic margins**. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2000. p. 77-92. (American Association of Petroleum Geologists. Memoir, 73).

LITTLEFIELD, L. D. Petroleum developments in central and southern Africa in 1967. **AAPG Bulletin**, Tulsa, v. 52, n. 8, p. 1512-1551, Aug. 1968.

LOMANDO, A. J. Exploration for lacustrine carbonate reservoirs: insights from West Africa. **AAPG Bulletin**, Tulsa, v. 80, n. 8, p. 1308-1309, 1996.

LUZZI-ARBOUILLE, T.; SCHMID, E. Gas spurs Douala Basin exploration: independents chase

gas in a revival of Cameroon and Equatorial Guinea activity. **Hart's E & P**, Houston, v. 81, n. 4, p. 133-135, Apr. 2008.

MAGALHAES, P. M.; MIRANDA A. P.; ROMANELLI, A. L.; BIASUSI, R. A. S.; MADEIRA, C. V.; ABDALLA, E. T. C.; SANTANA, G. C.; RIZZI, J. A.; KINZEL, J. M.; SANTOS, R. A.; SILVA, S. R. P.; AMORIM, W. N. **Avaliação preliminar do potencial exploratório do intervalo Pré-sal na margem continental do oeste da África**. [S. l.]: Petrobras, 2008. Relatório interno.

MAHBOU, E. N. Petrophysical characterization of petroleum reservoirs and source beds of the Batanga Sud-Block, Kribi-Campo Sub-Basin, Cameroon. *In*: AMERICAN ASSOCIATION OF PETROLEUM GEOLOGISTS. CONVENTION & EXHIBITION, 2007, Long Beach. **Abstracts** [...]. [Tulsa] : American Association of Petroleum Geologists, 2007.

MARATHON OIL. **Marathon Oil announces first deepwater Gabon pre-salt discovery**. Houston, 19 Aug. 2013. Disponível em: <https://ir.marathonoil.com/2013-08-19-Marathon-Oil-Announces-First-Deepwater-Gabon-Pre-Salt-Discovery>. Acesso em: 21 jun. 2021.

MARTÍNEZ, P. S.; TOCCO, R.; BAUDINO, R.; HERRA, A.; SANDERS, C. Geochemical characterization of rocks, fluids and solid bitumens from Kwanza Basin, Angola. *In*: AMERICAN ASSOCIATION OF PETROLEUM GEOLOGISTS. EUROPE REGIONAL CONFERENCE, 2018, Lisbon. [**Abstracts of the**] **AAPG Annual**

- Meeting.** Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2018.
- MARTON, L. G.; TARI, G. C.; LEHMANN, C. T. Evolution of the Angolan passive margin, West Africa, with emphasis on post-salt structural styles. *In:* MOHRIAK, W.; TAIWANI, M. (ed.). **Atlantic rifts and continental margins.** Washington: American Geophysical Union, c2000. p. 129-149. (Geophysical monograph series, 115).
- MARZOLI, A.; RENNE, P. R.; PICCIRILLO, E. M.; ERNESTO, M.; BELLINI, G.; MIN, A. Extensive 200-million-year-old continental flood basalts of the Central Atlantic Magmatic Province. **Science**, Washington, v. 284, n. 5414, p. 616-618, 23 Apr. 1999.
- MATTHEWS, K. J.; MÜLLER, R. D.; WESSEL, P.; WHITTAKER, J. M. The tectonic fabric of the ocean basins. **Journal of Geophysical Research: B, solid earth**, Washington, v. 116, B12109, Dec. 2011.
- MCHARGUE, T. R. Stratigraphic development of proto-south Atlantic Rifting in Cabinda, Angola: a petroliferous lake basin. *In:* KATZ, B. J. (ed.). **Lacustrine basin exploration: case studies and modern analogs.** Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 1990. p. 307-326. (American Association of Petroleum Geologists. Memoir, 50).
- MCKENZIE, N. R.; JIANG, H. Earth's outgassing and climatic transitions: The slow burn towards environmental "catastrophes"? **Elements: an international magazine of mineralogy, geochemistry, and petrology**, Quebec, v. 15, n. 5, p. 325-330, Oct. 2019.
- MOHRIAK, W.; NEMČOK, M.; ENCISO, G. South Atlantic divergent margin evolution: rift-border uplift and salt tectonics in the basins of SE Brazil. Pankhurst, R. J.; Trouw, R. A. J.; Neves, B. B. de Brito; Wit, M. J. de (ed.). **West Gondwana: Pre-Cenozoic Correlations Across the South Atlantic Region.** London: Geological Society, 2008. p. 365-398. (Geological Society, London, Special Publications, 294).
- MOREIRA, J. L. P.; MADEIRA, C. V.; GIL, J. A.; MACHADO, M. A. P. Bacia de Santos. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 531-549, maio/nov. 2007.
- MOULIN, M.; ASLANIAN, D.; OLIVET, J.-L.; CONTRUCCI, I.; MATIAS, L.; GÉLI, L.; KLINGELHOEFER, F.; NOUZÉ, H.; RÉHAULT, J.-P.; UNTERNEHR, P. Geological constraints on the evolution of the Angolan margin based on reflection and refraction seismic data (ZaiAngo project). **Geophysical Journal International**, Oxford, v. 162, n. 3, p. 793-810, Sept. 2005.
- MOULIN, M.; ASLANIAN, D.; UNTERNEHR, P. A new starting point for the South and Equatorial Atlantic Ocean. **Earth-Science Reviews**, Amsterdam, v. 98, n. 1/2, p. 1-37, Jan. 2010.
- NGUIMBOUS-KOUOH, J. J.; TCHUTCHOUA, J.; NGOS III, S.; MBARGA, T. N.; MANGUELLE-DICOUM, E. Hydrocarbon potential of two coastal basins (Cameroon). **International Journal of Geosciences**, Irvine, v. 9, n. 2, p. 131-147, Jan. 2018.

- NICOLAI, C. von; SCHECK-WENDEROTH, M.; WARSITZKA, M.; SCHØDT, N.; ANDERSEN, J. The deep structure of the South Atlantic Kwanza Basin: insights from 3D structural and gravimetric modelling. **Tectonophysics**, Amsterdam, v. 604, p. 139-152, Sept. 2013.
- NO oil for Ophir in Okala-1 Well (Gabon). **Offshore Energy**, Netherlands, 26 June 2014. Disponível em: <https://www.offshore-energy.biz/no-oil-for-ophir-in-okala-1-well-gabon/>. Acesso em: 31 ago. 2021.
- NTAMAK-NIDA, M.-J.; BAUDIN, F.; SCHNYDER, J.; MAKONG, J.-C.; KOMGUEM, P. B.; ABOLO, G. M. Depositional environments and characterisation of the organic matter of the Lower Mundeck Formation (Barremian?–Aptian) of the Kribi-Campo sub-basin (South Cameroon): implications for petroleum exploration. **Journal of African Earth Sciences**, Oxford, v. 51, n. 4, p. 207-219, Jul. 2008.
- NTAMAK-NIDA, M. J.; BOURQUIN, S.; MAKONG, J.-C.; BAUDIN, F.; MPESSE, J. E.; NGOUEM, C. I.; KOMGUEM, P. B.; ABOLO, G. M. Sedimentology and sequence stratigraphy from outcrops of the Kribi-Campo sub-basin: lower Mundeck Formation (Lower Cretaceous, southern Cameroon). **Journal of African Earth Sciences**, Oxford, v. 58, n. 1, p. 1-18, 2010.
- NÜRNBERG, D.; MÜLLER, R. D. The tectonic evolution of the South Atlantic from Late Jurassic to present. **Tectonophysics**, Amsterdam, v. 191, n. 1/2, p. 27-53, May 1991.
- OPHIR ENERGY. **Investor presentation**: june 2014. [London]: Ophir Energy, 2014. Disponível em: <http://www.ophir-energy.com/wp-content/uploads/2015/08/investor-presentation-june-2014.pdf>. Acesso em: 21 jun. 2021.
- OPHIR'S Gabon well disappoints. **Petroleum Africa**, Seychelles, 20 Mar. 2014. Disponível em: <https://www.petroleumafrika.com/ophir-s-gabon-well-disappoints/>. Acesso em: 31 ago. 2021.
- PASLEY, M. A.; WILSON, E. N.; ABREU, V. S.; BRANDÃO, M. G. P.; TELLES JUNIOR, A. C. S. Lower Cretaceous stratigraphy and source rock distribution in pre-salt basins of the South Atlantic: comparison of Angola and southern Brazil. *In*: AMERICAN ASSOCIATION OF PETROLEUM GEOLOGISTS. INTERNATIONAL CONFERENCE & EXHIBITION, 1998, Rio de Janeiro. **Extended abstracts** [...]. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 1998. p. 822-823.
- PAUKEN, R. J. Sanaga Sud Field, Offshore Cameroon, West Africa. *In*: HALBOUTY, M. T. (ed.). **Giant oil and gas fields of the decade 1978-1988**. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 1992. p. 217-230. (American Association of Petroleum Geologists. Memoir, 54).
- PAUKEN, R. J.; THOMPSON, J. M.; SCHUMANN, J. R.; COOKE, J. C. Geology of the Douala Basin, Offshore Cameroon, West Africa. **AAPG Bulletin**, Tulsa, v. 75, n. 3, CONF-910403, Apr. 1991.

- PEACE, A. L.; PHETHEAN, J. J. J.; FRANKE, D.; FOULGER, G. R.; SCHIFFER, C.; WELFORD, J. K.; MCHONE, G.; ROCCHI, S.; SCHNABEL, M.; DORÉ, A. G. A review of Pangaea dispersal and Large Igneous Provinces: in search of a causative mechanism. **Earth-Science Reviews**, Amsterdam, v. 206, 102902, July 2020.
- PERFETTO, R.; CECCARELLI, R. L.; FALLA, J.; OKASSA, F. D.; TEALDI, L.; ROTONDI, M. Hydraulic fracturing in the Congo Onshore: continuous optimization improves productivity. *In*: INTERNATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY CONFERENCE, 5., 2011, Bangkok. **Proceedings** [...]. Richardson: International Petroleum Technology Conference, c2011. Disponível em: <https://doi.org/10.2523/IPTC-15328-MS>. Acesso em: 20 jul. 2021.
- PETRONAS. **Petronas announces deepwater oil and gas discovery offshore Gabon**. Kuala Lumpur, 5 Mar. 2018.
- PONTE, F. C.; NORTHFLEET, A. A. (coord.). **Evolução paleogeológica do Brasil Oriental e África Ocidental**. Salvador: PETROBRAS/RPBA, 1971. Relatório técnico.
- POROPAT, S. F.; COLIN, J.-P. Early Cretaceous ostracod biostratigraphy of eastern Brazil and western Africa: an overview. **Gondwana Research**, Osaka, v. 22, n. 3/4, p. 772-798, Nov. 2012.
- QIU, L.; CHEN, Z.; LIU, Y. Recognition of the pre-salt regional structure of Kwanza basin, offshore in West Africa, derived from the satellite gravity data and seismic profiles. **Journal of Geophysics and Engineering**, Oxford, v. 17, n. 6, p. 956-966, Dec. 2020.
- QUIRK, D. G.; HERTLE, M.; JEPPESEN, J. W.; RAVEN, M.; MOHRIAK, W. U.; KANN, D. J.; NØRGAARD, M.; HOWE, M. J.; HSU, D.; COFFEY, B.; MENDES, M. P. Rifting, subsidence and continental break-up above a mantle plume in the central South Atlantic. *In*: MOHRIAK, W. U.; DANFORTH, A.; POST, P. J.; BROWN, D. E.; TARI, G. C.; NEMCOK, M.; SINHA, S. T. **Conjugate divergent margins**. London: Geological Society, 2013. p. 185-214. (Geological Society of London. Special Publications, 369).
- RABINOWITZ, P. D.; LABRECQUE, J. The Mesozoic South Atlantic Ocean and evolution of its continental margins. **Journal of Geophysical Research: B, solid earth**, Washington, v. 84, n. B11, p. 5973-6002, 10 Oct. 1979.
- RAMPINO, M. R.; CALDEIRA, K. Comparison of the ages of large-body impacts, flood-basalt eruptions, ocean-anoxic events and extinctions over the last 260 million years: a statistical study. **International Journal of Earth Sciences**, Berlin, v. 107, n. 2, p. 601-606, 2018.
- RATHEE, D.; KORNPIHL, K. Namibe-W. Africa's Last Frontier Basin. *In*: EUROPEAN ASSOCIATION OF GEOSCIENTISTS AND ENGINEERS. CONFERENCE AND EXHIBITION, 78., 2016, Vienna. [**Proceedings**]. European Association of Geoscientists & Engineers, 2016. [Houten]: European Association of Geoscientists and Engineers, 2016.

- REID, W.; ASHFIELD, A. The Namibe basin: a clearer image: unlocking an Angolan frontier. **GEO Expro Magazine**, United Kingdom, v. 13, n. 5, Oct. 2016.
- REID, W.; ASHFIELD, A.; HAMILTON, M.; DAVIES, C. Gravity and Seismic Interpretation of the Frontier Namibe Basin, Angola. *In*: PETEX, 2016, Londres [**Proceedings**] The Petroleum Exploration Society of Great Britain, 2016
- RÉPUBLIQUE GABONAISE. Ministère du Pétrole, du Gaz et des Hydrocarbures. **12th Gabon Shallow and Deep Water Licensing Round**. Gabon, [2018]. Disponível em: <http://gabon12thround.com/wp-content/uploads/Gabon-brochure-short-version-October-2019-ENGLISH.pdf>. Acesso em: 01 jul. 2021.
- ROCHELLE-BATES, N.; ROBERTS, N. M. W.; SHARP, I.; FREITAG, U.; VERWER, K.; HALTON, A.; FIORDALISI, E.; DONGEN, B. E. ; SWART, R.; FERREIRA, C. H.; DIXON, R.; SCHRÖDER, S. Geochronology of volcanically associated hydrocarbon charge in the pre-salt carbonates of the Namibe Basin, Angola. **Geology**, Boulder, v. 49, n. 3, p. 335-340, Nov. 2020.
- ROS, E.; PÉREZ-GUSSINYÉ, M.; ARAÚJO, M.; THOALDO ROMEIRO, M.; ANDRÉS-MARTÍNEZ, M.; MORGAN, J. P. Lower crustal strength controls on melting and serpentinization at magma-poor margins: potential implications for the South Atlantic. **Geochemistry, Geophysics, Geosystems**, Washington, v. 18, n. 12, p. 4538-4557, Dec. 2017.
- ROSS, D.; HEMPSTEAD, N. Geology, hydrocarbon potential of Rio Muni area, Equatorial Guinea. **Oil and Gas Journal**, Tulsa, v. 91, n. 35, 30 Aug.1993.
- SALLER, A.; RUSHTON, S.; BUAMBUA, L.; INMAN, K.; MCNEIL, R.; DICKSON, J. A. D. T. Pre-salt stratigraphy and depositional systems in the Kwanza Basin, offshore Angola. **AAPG Bulletin**, Tulsa, v. 100, n. 7, p. 1135-1164, July 2016.
- SANTOS, A. B. R. M. D. **Evaluation of Chela Formation in Kambala-Livuite Area, Southern Block 0, Cabinda, Angola**. 2003. 88 f. Thesis (Master in Geology) - Geology Department, Utah State University, Logan, 2003.
- SCHEEVEL, J.; DOMINGOS, F.; NOGUEIRA, J.; FERNANDES, M.; SKANDER, L.; COSTA, L.; LOMANDO, A.; KIENAST, V. Analysis and Modeling of fracture-enhanced production in lacustrine carbonate reservoirs at Kambala Field, Cabinda Province, Angola, West Africa. *In*: AMERICAN ASSOCIATION OF PETROLEUM GEOLOGISTS. HEDBERG RESEARCH CONFERENCE, 2004, Vancouver. [**Proceedings**]. Tulsa: American Association of Petroleum, 2004.
- SCHIEFELBEIN, C. F.; ZUMBERGE, J. E.; CAMERON, N. C.; BROWN, S. W. Geochemical comparison of crude oil along the South Atlantic margins. *In*: MELLO, M. R.; KATZ, B. J. (ed.). **Petroleum systems of South Atlantic margins**. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2000. p. 15-26. (American Association of Petroleum Geologists. Memoir, 73).

- SCHOELLKOPF, N. B.; PATTERSON, B. A. Petroleum systems of offshore Cabinda, Angola. *In*: MELLO, M. R.; KATZ, B. J. (ed.). **Petroleum systems of South Atlantic margins**. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2000. p. 361-373. (American Association of Petroleum Geologists. Memoir, 73).
- SCOTESE, C. R.; WRIGHT, N. **PALEOMAP Paleodigital Elevation Models (PaleoDEMS) for the Phanerozoic**. [S.l.]: C. R. Scotese, 2018. 26. Disponível em: [ww.earthbyte.org/webdav/ftp/Data\\_Collections/Scotese\\_Wright\\_2018\\_PaleoDEM/Scotese\\_Wright2018\\_PALEOMAP\\_PaleoDEMs.pdf](http://ww.earthbyte.org/webdav/ftp/Data_Collections/Scotese_Wright_2018_PaleoDEM/Scotese_Wright2018_PALEOMAP_PaleoDEMs.pdf). Acesso em: 01, 11 e 2022.
- SENGER, K.; MILLETT, J.; PLANKE, S.; OGATA, K.; EIDE, C. H.; FESTØY, M.; GALLAND, O.; JERRAM, D. A. Effects of igneous intrusions on the petroleum system: a review. **First Break**, Oxford, v. 35, n. 6, p. 47-56, June 2017.
- SETON, M.; WHITTAKER, J. M.; WESSEL, P.; MÜLLER, R. D.; DEMETS, C.; MERKOURIEV, S.; CANDE, S.; GAINA, C.; EAGLES, G.; GRANOT, R.; STOCK, J.; WRIGHT, N.; WILLIAMS, S. E. Community infrastructure and repository for marine magnetic identifications. **Geochemistry, Geophysics, Geosystems**, Washington, v. 15, n. 4, p. 1629-1641, Apr. 2014.
- SHELL. **Shell announces Gabon deep-water gas discovery**. London, 22 Oct. 2014. Disponível em: <https://www.shell.com/media/news-and-media-releases/2014/shell-announces-gabon-deep-water-gas-discovery.html>. Acesso em: 21 jun. 2021.
- SHELL. **Shell divests Gabon onshore interests**. London, 24 Mar. 2017. Disponível em: <https://www.shell.com/media/news-and-media-releases/2017/shell-divests-gabon-onshore-interests.html>. Acesso em: 21 jun. 2021.
- SILVA, D. R.; MIZUSAKI, A. M. P.; MILANI, E. J.; PIMENTEL, M. Depositional ages of Paleozoic and Mesozoic pre-rift supersequences of the Recôncavo Basin in northeastern Brazil: a Rb-Sr radiometric study of sedimentary rocks. **Journal of South American Earth Sciences**, Oxford, v. 37, p. 13-24, Aug. 2012.
- SMITH, R. D. A. Reservoir architecture of syn-rift lacustrine turbidite systems, early Cretaceous, offshore South Gabon. *In*: LAMBIASE, J. J. (ed.). **Hydrocarbon habitat in rift basins**. London: Geological Society, 1995. p. 197-210. (Geological Society of London. Special publication, 80).
- SOFER, Z. Stable carbon isotope compositions of crude oils: application to source depositional environments and petroleum alteration. **AAPG Bulletin**, Tulsa, v. 68, n. 1, p. 31-49, 1 Jan. 1984.
- SONANGOL. **Block 20/11 data package Sonangol**. Luanda: Sonangol, 2018a. Disponível em: <https://www.sonangol.co.ao/Style%20Library/pt-pt/Pdf/dataPackages/Data%20Package%20Block%2020%20FinalE.pdf>. Acesso em: 27 ago. 2021.
- SONANGOL. **Block 21/09 data package Sonangol**. Luanda: Sonangol, 2018b. Disponível em: <https://www.sonangol.co.ao/Style%20Library/pt-pt/Pdf/dataPackages/Data%20>

Package%20Block%2021%20FinalA.pdf. Acesso em: 27 ago. 2021.

SONANGOL. **Relatório e contas 2015 consolidado**. Luanda: Sonangol, 2016. Disponível em: [https://www.sonangol.co.ao/Português/ASonangolEP/Relatório de Contas/Documents/relatorio\\_contas\\_2015.pdf](https://www.sonangol.co.ao/Português/ASonangolEP/Relatório de Contas/Documents/relatorio_contas_2015.pdf). Acesso em: 21 jun. 2021.

SONANGOL. **Re-awakening of the onshore Kwanza Basin: Geology and prospectivity**. Houston, Sonangol, 2014a. Disponível em: <http://www.internationalpavilion.com/Houston Talks 2014/Houston2014 Angola.pdf>

SONANGOL. **Angolan Licensing Round 2014**. London, Sonangol, 2014b. Disponível em: [https://www.sonangol.co.ao/Style%20Library/pt-pt/Pdf/licitacoes/AprestRoadshow\\_en.pdf](https://www.sonangol.co.ao/Style%20Library/pt-pt/Pdf/licitacoes/AprestRoadshow_en.pdf)

SPAIN'S Repsol and its partners have been granted a two-year extension to the initial exploration phase of Kwanza basin Block 22/11 off Angola. **Upstream**, Oslo, 20 Sept. 2016.

SZATMARI, P. Habitat of Petroleum Along the South Atlantic Margins. *In*: MELLO, M. R.; KATZ, B. J. (ed.). **Petroleum Systems of South Atlantic Margins**. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2000. p.69-76. (American Association of Petroleum Geologists. Memoir, 73).

SZATMARI, P.; MILANI, E. J.; LANA, M. C.; CONCEIÇÃO, J. C. J.; LOBO, A. P. How South Atlantic rifting affects Brazilian oil reserves distribution. **Oil and Gas Journal**, Tulsa, v. 83, n. 2, p. 107-113, Jan. 1985.

TAMFU, S. F.; BATUPE, M.; PAUKEN, R. J.; BOATWRIGHT, D. C. Geologic setting, stratigraphy and hydrocarbon habitat of the Douala Basin Cameroon. *In*: AMERICAN ASSOCIATION OF PETROLEUM GEOLOGISTS. CONVENTION, 1995, Houston. [Abstracts]. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 1995.

TARI, G. C.; ASHTON, P. R.; COTERILL, K. L.; MOLNAR, J. S.; SORGENFREI, M. C.; THOMPSON, P. W. A.; VALASEK, D. W.; FOX, J. F. Examples of deep water salt tectonics from West Africa: are they analogs of the deep water salt-cored fold belts of the Gulf of Mexico? *In*: FILLON, R. H.; ROSEN, N. C.; WEIMER, P.; LOWRIE, A.; PETTINGILL, H.; PHAIR, R. L.; ROBERTS, H. H.; HOOM, H. H. (ed.). **Petroleum systems of deep-water basins: global and Gulf of Mexico experience**. Houston: Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, 2001. p. 251-269. (SEPM. Gulf Coast Section. Research Conference, 21).

TARI, G.; MOLNAR, J.; ASHTON, P. Examples of salt tectonics from West Africa: a comparative approach. *In*: ARTHUR, T.; MACGREGOR, D. S.; CAMERON, N. R. (ed.). **Petroleum geology of Africa: new themes and developing technologies**. London: Geological Society of London, 2003. p. 85-104. (Geological Society of London. Special publication, 207).

TEISSERENC, P.; VILLEMIN, J. Sedimentary basin of Gabon: geology and oil systems. *In*: EDWARDS, J. D.; SANTOGROSSI, P. A. (ed.). **Divergent/passive margin basins**. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 1989. p. 117-199. (American Association of Petroleum Geologists. Memoir, 48).

TEIXEIRA NETTO, A. S.; OLIVEIRA, J. S. O preenchimento do rift-valley na Bacia do Recôncavo. **Revista Brasileira de Geociências**, São Paulo, v. 15, n. 2, p. 97-102, jun. 1985.

THE ECONOMIST INTELLIGENCE UNIT; AFRICAN CAPACITY BUILDING FOUNDATION (ed.). **African markets managing natural resources: a report from The Economist Intelligence Unit: South Africa**. London: The Economist Intelligence Unit, 2013. Disponível em: [https://invenio.unidep.org/invenio//record/18748/files/African Markets\\_afriquedusud.pdf](https://invenio.unidep.org/invenio//record/18748/files/African%20Markets_afriquedusud.pdf). Acesso em: 21 jun. 2021.

Angola awards 9 blocks in onshore bid round. **THE ENERGY YEAR, 2021**. Disponível em: <https://theenergyyear.com/news/angola-awards-9-blocks-in-onshore-bid-round/>. Acesso em 20 de abril de 2022.

TISSOT, B.; DEMAISON, G.; MASSON, P.; DELTEIL, J. R.; COMBAZ, A. Paleoenvironment and petroleum potential of middle Cretaceous black shales in Atlantic basins. **AAPG Bulletin**, Tulsa, v. 64, n. 12, p. 2051-2063, Dec. 1980.

TORSVIK, T. H.; ROUSSE, S.; LABAILS, C.; SMETHURST, M. A. A new scheme for the opening of the South Atlantic Ocean and the dissection of an Aptian salt basin. **Geophysical Journal International**, Oxford, v. 177, n. 3, p. 1315-1333, June 2009.

TOTAL ENERGIES. **Gabon**: Total sells interests in mature fields to Perenco and optimizes its operations. France, 27 Feb. 2017. Disponível em: <https://totalenergies.com/media/news/>

[press-releases/gabon-total-sells-interests-in-mature-fields-perenco-and-optimizes-its-operations](https://totalenergies.com/media/news/press-releases/gabon-total-sells-interests-in-mature-fields-perenco-and-optimizes-its-operations). Acesso em: 21 jun. 2021.

TOTAL ENERGIES. **Angola**: Total acquires interests into two new offshore licenses in view of developing a new production hub. France, 16 Dez. 2019. Disponível em: <https://totalenergies.com/media/news/press-releases/angola-total-acquires-interests-two-new-offshore-licenses-view-developing-new-production-hub>. Acesso em: 21 jun. 2021.

TURNER, J. P. Detachment faulting and petroleum prospectivity in the Rio Muni Basin, Equatorial Guinea, West Africa. In: CAMERON, N. R.; BATE, R. H.; CLURE, V. S. (ed.). **The oil and gas habitats of the South Atlantic**. London: Geological Society, 1999. p. 303-320. (Geological Society of London. Special Publications, 153).

TURNER, J. P. Gravity-driven structures and rift basin evolution: Rio Muni Basin, offshore equatorial West Africa. **AAPG Bulletin**, Tulsa, v. 79, n. 8, p. 1138-1158, Aug. 1995.

TURNER, J. P.; WILSON, P. G. Structure and composition of the ocean-continent transition at an obliquely divergent transform margin, Gulf of Guinea, West Africa. *Tectonophysics*, Amsterdam, v. 374, n. 1-2, p. 19-40, Out. 2003.

TYRRELL, M.; REID, W.; CUNHA, D. De-risking the frontier: A clearer image of the Namibe salt. **The Petroleum Exploration Society of Great Britain**, 2017. Disponível em: <https://www.pesgb.org.uk/wp-content/uploads/2017/04/April-2017-e1492783241264-384x562.jpg>. Acesso em: 20 jun. 2021

- TYRRELL, M.; VARTAN, A. Angola MultiClient seismic data and studies a joint venture timeline to future success. *In: 3º Workshop sobre gestão de dados petrolíferos*, 2018, Luanda. [Proceedings] The Petroleum Exploration Society of Great Britain, 2018
- UNCINI, G.; BRANDAO, M.; GIOVANNELLI, A. Neocomian - upper Aptian pre-salt sequence of southern Kwanza Basin: a regional view. *In: AMERICAN ASSOCIATION OF PETROLEUM GEOLOGISTS. INTERNATIONAL CONFERENCE & EXHIBITION*, 1998, Rio de Janeiro. **1998 Expanded abstracts** [...]. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 1998.
- UNTERNEHR, P.; PÉRON-PINVIDIC, G.; MANATSCHAL, G.; SUTRA, E. Hyper-extended crust in the South Atlantic: in search of a model. *Petroleum Geoscience*, London, v. 16, n. 3, p. 207-215, 2010.
- UNITED STATES. District Court (Texas: Southern District). **Civil action nº H-14-3428**: memorandum and order. Houston, 23 Aug. 2017. Disponível em: [https://www.govinfo.gov/content/pkg/USCOURTS-txsd-4\\_14-cv-03428/pdf/USCOURTS-txsd-4\\_14-cv-03428-5.pdf](https://www.govinfo.gov/content/pkg/USCOURTS-txsd-4_14-cv-03428/pdf/USCOURTS-txsd-4_14-cv-03428-5.pdf). Acesso em: 30 ago. 2021.
- UNITED STATES. Securities and Exchange Commission. **Risk services agreement between Sociedade Nacional de Combustíveis de Angola - Empresa Pública (Sonangol, E. P.) and CIE Angola Block 21 Ltd. and Sonangol Pesquisa e Produção, S.A. and Nazaki Oil and Gás, S.A. and Alper Oil, Lda in the Area of Block 21/09**. Luanda, 24 Feb. 2010. Disponível em: <https://www.sec.gov/Archives/>
- edgar/data/1471261/000104746910002985/a2197356zex-10\_8.htm. Acesso em: 27 ago. 2021.
- VALLE, P. J.; GJELBERG, J. G.; HELLAND-HANSEN, W. Tectonostratigraphic development in the eastern Lower Congo Basin, offshore Angola, West Africa. *Marine and Petroleum Geology*, Guildofrd, v. 18, n. 8, p. 909-927, Sept. 2001.
- WONHAM, J. P.; CYROT, M.; NGUYEN, T.; LOUHOUMOU, J.; RUAU, O. Integrated approach to geomodelling and dynamic simulation in a complex mixed siliciclastic-carbonate reservoir, N’Kossa field, Offshore Congo. *In: JOLLEY, S. J.; FISHER, Q. J.; AINSWORTH, R. R.; VROLIJK, P. J.; DELISLE, S. (ed.). Reservoir compartmentalization*. London: Geological Society of London, 2010. p. 133-163. (Geological Society of London. Special publication, 347).
- WOOD MACKENZIE. **M’Boundi**: asset report. [S. l.]: Wood Mackenzie, 2022. Disponível em: <https://www.woodmac.com/reports/upstream-oil-and-gas-mboundi-615330>. Acesso em 14 jan. 2022.
- WOODSIDE. **Annual Report 2018**. Australia: Woodside, 2019. Disponível em: [https://www.woodside.com.au/docs/default-source/investor-documents/major-reports-\(static-pdfs\)/annual-report-2018.pdf](https://www.woodside.com.au/docs/default-source/investor-documents/major-reports-(static-pdfs)/annual-report-2018.pdf). Acesso em: 21 jun. 2021.
- WRIGHT, D. T. The role of sulphate-reducing bacteria and cyanobacteria in dolomite formation in distal ephemeral lakes of the Corong region, South Australia. *Sedimentary*

**Geology**, Amsterdam, v. 126, n. 1/4, p. 147-157, July 1999.

WOODSIDE discovers new oil and gas prospects in Gabon. **Oil Review Africa**, London, 25 Apr. 2018.

WRIGHT, V. P. Lacustrine carbonates in rift settings: the interaction of volcanic and microbial processes on carbonate deposition. *In*: GARLAND, J.; NEILSON, J. E.; LAUBACH, S. E.; WHIDDEN, K. J. (ed.). **Advances in carbonate exploration and reservoir analysis**. London: Geological Society, 2012. p. 39-47. (Geological Society of London. Special publication, 370).

XIE, P.; LIU, J. Practical success of biomanipulation using filter-feeding fish to control cyanobacteria blooms: a synthesis of decades of research and application in a subtropical hypereutrophic lake. **TheScientificWorld**, Boynton Beach, v. 1, p. 337-356, Aug. 2001.

YOUNIS, T.; CLUTTERBUCK, M.; BIRCH, P. Gabon's wild west frontier promises a golden age of discovery for the deep offshore. *In*: HOUSTON GEOLOGICAL SOCIETY. PETROLEUM EXPLORATION SOCIETY OF GREAT BRITAIN, AFRICA CONFERENCE, 17., 2018, Houston. [**Proceedings**]. Houston: HGS-PES-GB, 2018.

