

Caracterização geológica dos reservatórios carbonatados do pré-sal na margem angolana Bacia do Kwanza e Baixo Congo

Geological Characterization of Pre-Salt Carbonate Reservoirs on the Angolan margin Lower Congo and Kwanza Basin

João Constantino¹, Horácio Mega Fontes²

¹Geoscientist, Energy Research Resources, Avenida 4 de Fevereiro 71 Luanda, Angola, email: jctino12@hotmail.com and joao.constantino@sonangol.co.ao.

²Master in Geology, Department of Geology Agostinho Neto University (UAN), Avenida 4 de Fevereiro 71 Luanda, Angola, email: megacito@hotmail.com

CITAR COMO:

Constantino, J. e H. M. Fontes. Caracterização Geológica dos Reservatórios Carbonatados do Pré-Sal na Margem Angolana Bacia do Kwanza e Baixo Congo. Revista Angolana de Geociências, 2020, 2(1), p. 223-240

INFORMAÇÃO ADICIONAL:

Recebido: 16/12/2020

Aceite: 09/02/2021

*Autor para

correspondência: João

Constantino (e-mail: jctino12@hotmail.com)

Licença: CC BY-NC

Copyright: Centro de Investigação em Ciências Geológicas Aplicadas

Conflito de interesses: Os autores declaram que não há conflitos de interesses

Resumo: O estudo de avaliação regional de reservatórios de rochas carbonatadas do Pré-Sal na porção marítima, das Bacias do Baixo Congo e Kwanza, foi baseado na descrição de dados de poços, na caracterização petrográfica, nos dados sísmicos, o que permitiram caracterizar os reservatórios carbonatados da margem angolana, onde foram perfurados poços que atingiram as formações do pré-sal (Bucomazi, Toca, Chela e Cuvo do Neocominiano-Barreniano), aferindo assim as suas propriedades reservatórias. A arquitectura resultante do paleo-rift é visto como um dos principais controlos na distribuição do potencial de rochas carbonatadas do pré-sal reservatórias das Bacias de margem passivas angolana. O processo hidrotermal foi reconhecido como crucial para a melhoria das propriedades reservatórias dos carbonatos lacustrinos da Formação Toca na Bacia do Baixo Congo, compostos essencialmente por calcários fossilíferos, grainstones e packstones (moluscos coquinas) com porosidade deposicional e porosidade secundária que foram melhoradas pela dolomitização hidrotermal exibindo melhores características permo-porosas.

Na Bacia do Kwanza o contacto hidrotermal adicionou particularidades aos carbonatos (mounds) com enriquecimento de silex (chert), no processo da dolomitização dos microbiolitos preservando as qualidades reservatórias. A presença da porosidade vug (vacúolos) foi caracterizada nos carbonatos do pré-sal, do tipo coquinas quanto em microbiolitos. Estas interpretações, forneceram informações sobre a deposição, as paragénese mineralógicas, as propriedades reservatórias e sua variabilidade.

Palavras-chave: Pré-sal, sedimentação carbonatada, mineralogia, qualidades reservatórias, complexidade.

Abstract: The regional evaluation studies of pre-salt carbonated rock reservoirs in the maritime portion, in the Lower Congo and Kwanza Basins, were based on the description of well data, petrographic characterization, seismic data, which allowed to characterize the carbonated reservoirs from the Angolan margin, where wells were drilled that reached the pre-salt formations (Bucomazi, Toca, Chela and Cuvo those Neocominian-Barrenian age), thus assessing their reservoir properties.

The architecture resulting from the paleo-rift is seen as one of the main controls in the distribution of the potential of carbonated rocks in the pre-salt reservoirs of the Angolan passives basins.

The hydrothermal process was recognized as crucial for the improvement of the reservoir properties of the lacustrine carbonates of the Toca Formation in the Lower Congo Basin, composed essentially of fossiliferous limestone, grainstones and packstones (coquinas molluscs) with depositional porosity and secondary porosity that were improved by hydrothermal dolomitization exhibiting better permo-porous characteristics. In the Kwanza Basin the hydrothermal contact added characteristics to the carbonates (mounds) with silex enrichment (chert), in the process of microbialite dolomitization preserving the reservoir qualities. The presence of vug porosity was characterized in the pre-salt carbonates, of the coquinas type and in microbiolites. These interpretations provide information about deposition, mineralogical paragenesis, reservoir properties and their variabilities.

Keywords: Pre-salt, carbonate sedimentation, mineralogy, reservoir qualities, complexity.

INTRODUÇÃO

Os carbonatos do pré-sal nas Bacias do Baixo Congo e Kwanza tem representado excelentes alvos de exploração para a pesquisa e prospecção de recursos de hidrocarbonetos, que no entanto a sua caracterização representa ainda um grande desafio para deter um conhecimento amplo e de especialização devido a complexa heterogeneidade, a mineralogia, a profundidade que são alcançadas, o que implica um avanço tecnológico para a amostragem de rochas e a obtenção de diagrfias de poços, elevando o custo das amostras, com agravante da falta de afloramentos representativos no onshore na Bacia do Baixo Congo. A sua caracterização com vista a determinar as qualidades reservatórias representa um passo importante, para indicá-los como reservatórios de hidrocarbonetos productivos. Neste trabalho destacamos os aspectos mais importantes relacionadas com a sua condição de reservatórios de hidrocarbonetos à escala dos prospectos no pré-sal. Assim a descrição dos parâmetros reservatórios a partir da interpretação de dados de poços (amostra de rochas, logs, fluidos contidos) e dados sísmicos, permitiu realizar o enquadramento regional e descrever os processos que atribuíram aos carbonatos a qualidade de reservatórios bem como aqueles processos que impactaram sobre estas propriedades, como o impacto das interações magma-sedimentos através da actividade hidrotermal e diagénese dos carbonatados. O efeito da dolomitização nas propriedades reservatórias, a razão da presença da mistura de hidrocarbonetos e dióxido do carbono (CO₂) de origem magmática (proveniente do manto que adicionam certa complexidade) e aquelas condições em que os processos de interacção melhoraram as propriedades reservatórias ou mantiveram preservadas a propriedades primárias, sobretudo a dolomitização hidrotermal notável nas amostras da Formação Toca aumentando ou preservando as qualidades de reservatórios foram importante constatações.

A integração de dados ajudou a revelar a influência da arquitectura do subsolo e das características vulcânicas e os padrões de sedimentação em toda a região. Constatou-se que em áreas com baixo suprimento de areia, os lagos syn-rift tornaram-se locais de deposição de carbonatos lacustres. Onde os blocos estruturais ou plataformas vulcânicas formaram altos topográficos intra-basinais em águas rasas, extensos carbonatos do tipo coquinas se acumularam formando os importantes alvos de exploração de carbonatos na fase do syn-rift superior (por exemplo, os carbonatos do Toca na bacia do baixo congo e seu equivalente na bacia do Kwanza a Formação Cuvo).

Há também uma notável escassez de altos vulcânicos nas Bacias de Sag, marcando o fim da abertura significativas na margem neste momento. Acúmulos microbianos da fase Sag de idade Neocamiano-Barreniano (113-130Ma), representa o principal alvo de exploração nesta região e foram encontrados em muitos dos poços

recentemente perfurados (Estrella et al., 2008), (Chang et al., 2008), (Estrella et al., 2008; Doborek, 2012).

As interpretações dos dados mostram representações da Formação Toca, apresentado por coquinas e fácies carbonatadas do tipo microbiolitos do Toca inferior, na fase Sag a Formação Bocumazi e Chela, na Bacia do Baixo Congo, os seus equivalentes na Bacia do Kwanza Formação Cuvo (Sup. e Inf.) apresentam propriedades reservatórias excelentes em parte, mas ainda complexa, por carecer, de uma caracterização mais ampla que venha descrever as características reservatórias e variabilidade paragenéticas dos minerais assim como os tipos diagenéticos. As características destes reservatórios, bem como a complexidade das suas arquitecturas geológicas (estruturas e texturas), foram objectos deste levantamento em particular no offshore destas bacias. Estes aspectos, assim como a metodologia apresentada assentam nos objectivos deste trabalho de carácter científico e académico que debruça-se da caracterização dos carbonatos do neocamiano-barreniano, da margem angolana nas bacias do Baixo Congo e Kwanza, com os objectivos de:

- 1- Interpretar às fácies reservatórias, de modo a estabelecer as suas paragéneses mineralógicas mais comuns, os processos de interacção magma-sedimentação, a profundidade de soterramento, as relações temporais e correlacioná-los às unidades litostratigráficas das Bacias Sedimentares do Baixo Congo e do Kwanza.
- 2- Conhecer as características importantes que determinam os reservatórios de carbonatos microbiolitos e carbonatos do tipo coquinas, determinando os aspectos importantes de responsabilidade geológica na valorização de jazigos de hidrocarbonetos tanto nos processos da elaboração de modelos, quanto na interacção com os parâmetros geológicos e petrofísicos determinantes na produção destes fluidos.

Embora as rochas dos reservatórios do pré-sal tenham sido perfuradas e amostradas, as informações disponíveis ainda não permitem a adequada compreensão do arranjo e da distribuição tridimensional desses reservatórios. Na geologia do petróleo é comum buscar-se situações naturais de análogos dos reservatórios, nas quais rochas expostas ofereçam um exemplo do que seria o reservatório em profundidade, além de permitir a determinação de variáveis físicas, tais como a forma geométrica dos corpos rochosos, a porosidade, a permeabilidade, a saturação e outras que possam ser comparadas àquelas dos reservatórios em produção determinadas a partir de amostras de testemunhos de sondagens, diagrfias (logs) de poços e análise de fluidos contidos.

Localização da Área de Estudo

A área de estudo localiza-se ao longo do litoral da margem angolana, destacando-se a zona marítima da Bacia do Baixo Congo e do Kwanza (figura 1).



FIGURA 1. Representação das Bacias de margem africana onde se desta na margem angolana as Bacias do Congo e Kwanza.

A Bacia do Baixo Congo está localizada na parte norte da margem de Angola estendendo-se em Cabinda e na República do Congo mais ao norte. Está localizado nas Latitudes de 3° 20' S e 7° 30' S, limitado ao norte pela Bacia do Gabão e ao sul pelo Arco de Ambriz limite com a Bacia do Kwanza, cobrindo uma área geográfica de aproximadamente 7190 km² na porção angolana.

A Bacia do Kwanza está localizada na parte centro-norte da margem de Angola. Apresenta-se nas coordenadas geográficas 8°00' e 13°25' de latitude Sul e 10°00' e 15°00' de longitude Este, limitado ao norte pelo Alto do Ambriz que o separa da Bacia do Baixo Congo. À sul os arcos vulcânicos submarinos do Sumbe delimitam com a Sub-Bacia de Benguela limite ainda muito discutido uma vez que existem alguns autores que defendem a Bacia de Benguela como um prolongamento a sul da Bacia do Kwanza. A parte terrestre da Bacia do Kwanza cobre uma área geográfica de aproximadamente 25000km², onde aproximadamente 250 poços de exploração foram perfurados desde o início de 1950 Schlumberger WEC (1991).

Geologia Regional

A área de estudo é parte integrante da margem passiva angolana dentro das unidades tectónico-estrutural denominada de Bacias do baixo Congo à norte e a Bacia do Kwanza à sul geneticamente ligadas a abertura a Centro-Sul do Oceano Atlântico durante o Cretácico Inferior, onde ocorrem as rochas carbonatadas do ante-apciano (neocomiano - barremiano) sendo bacias segmentadas de margens controladas particularmente pelo

movimento do sal (Brice et al., (1982), Teisserenc & Villemain (1989), Guiraud & Maurin, (1992), Karner & Driscoll (1998).

Na margem angolana, estas rochas são caracterizadas como carbonatos lacustrinos da zona sul do rift Atlântico, pelo facto da sua deposição ter ocorrido devido as bacias do tipo rift que separaram o continente africano e o sul americano no Jurásico Superior. As amostras de carotes e de calhas (cuttings) permitem a análise da complexa relação entre as fácies carbonatadas e as fácies argilosas ricas em matéria orgânica formações Cuvo na Bacia do Kwanza e Bucomazi e Toca na Bacia do Baixo Congo. A deposição geral destes carbonatos foram inicialmente dominadas pela profundidade da água lagunar, inicialmente de nível baixo e terminando com uma subida do nível da água lagunar.

Durante o momento da maior descida do nível das águas lagunar (low stand), formou-se na plataforma os recifes marginais de carbonatos de tipo Coquinas caracterizado por conchas de moluscos, sendo que no período de lowstands ou de menor magnitude gastrópodes e ancolitos do shoals progradaram para a bordada da plataforma.

Plays Carbonatos do Pré-Sal na margem angolana

Na margem angolana a área correspondente as bacias do baixo Congo e Kwanza são reconhecidas dois tipos principais de plays de carbonatos do pré-sal comumente elegível na parte sul do rift e equivalentes a margem das bacias de Campos e Santos, conjugadas brasileira como se segue:

- (1) Carbonatos do estágio tardio do Rift (Barremiano - início do Aptiano) equivalentes aos carbonatos da Formação Lagoa Feia (bacia de Campos na margem oriental do Brasil), e seus equivalentes na margem ocidental africana as Formações Toca na Bacia do Baixo Congo e Formação Cuvo na Bacia do kwanza.
- (2) os carbonatos do estágio de Rift-Transição (Aptiano inferior para Barremiano), distinguidos como carbonatos da sequência 'Sag' que formam o intervalo dos reservatórios nas descobertas de carbonatos do Pré-Sal do Brasil e Angola (Formação Chela e Cuvo Cinzento presente na descoberta de Cameia (Cazier et al., 2014). A figura 2 apresenta o contexto geológico da descoberta de Cameia.

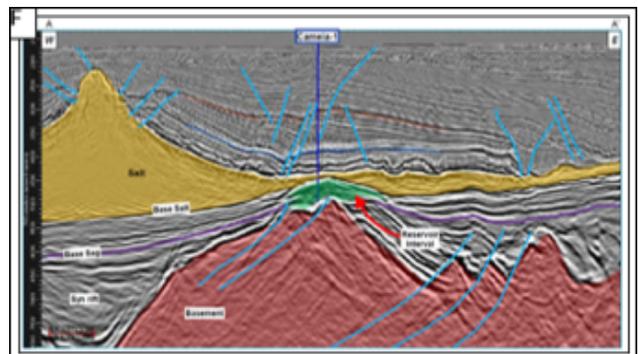


FIGURA 2. Linha sísmica atravessando a descoberta de Cameia, mostrando o mound de carbonatos do pré-sal dentro da sequência Sag sobre o alto estrutural (hort) do embasamento do offshore da Bacia do Kwanza. O horizonte sísmico que marca a base Sag é equivalente a descontinuidade da Formação Chela no Apciano. Modificado de Cazier et al., 2014

Na figura 2 a calibração da secção sísmica 3D em profundidade (psdm) com os dados de poço no intervalo pré-sal foi possível devido à linha de orientação E-W ser a que atravessa o ponto de alocação do poço e ao fazer-se corresponder os marcadores sísmicos topo e base do sal aos mesmos correspondentes como marcadores geológicos identificados no poço e respectivas profundidades. Foi obtida a sobreposição (mutch), facilitando a calibração do topo reservatório do carbonato mound microbiolito, e notado a consistência pelos logs de gamma ray, sónico e o factor fotoeléctrico (P.E.F), realizado numa estação de interpretação (workstation).

O Sag corresponde à nomenclatura adoptada pelos geólogos americanos do petróleo (para distinguir a fase de aplanamento e terminal das bacias do sin-rift um dos eventos tectónicos característicos das bacias do tipo rift a exemplo da bacia do Kwanza e do Baixo Congo).

O poço Bicuar-1, foi o primeiro poço a descobrir hidrocarbonetos nos carbonatos do Rift tardio (Barremian-Aptian) em Angola no offshore da Bacia do kwanza, de acordo com a www.offshore-energy.biz/cobalt-makes-two-oil-discoveries-offshore-angola.

Uma série de intervalos de reservatórios são separados por argilitos foram descritos nesta formação Cuvo Superior. Uma mudança marcante nas fácies é observada entre os carbonatos do Syn-Rift que consistem em rochas reservatórias do tipo packstones e grainstones com moluscos abundantes (a sequência de coquina do Brasil) e os carbonatos 'Sag' que consistem em calcários microbianos com texturas variando de limites a packstones (figura 2).

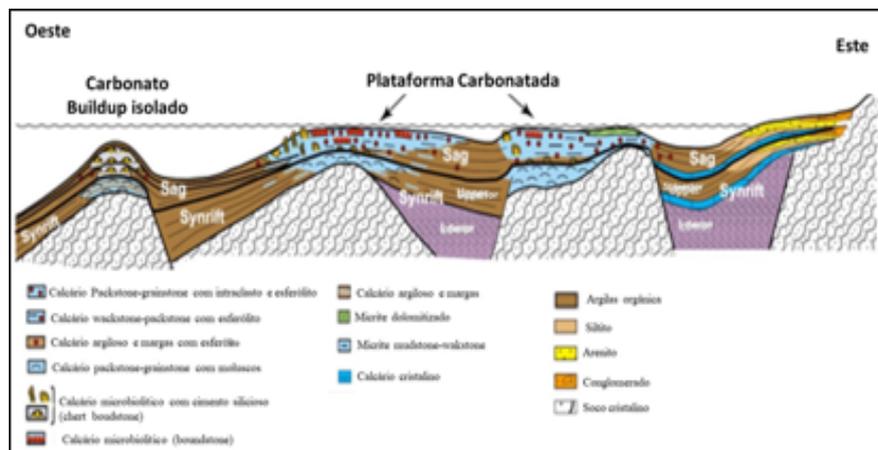


FIGURA 3. Secção esquemática mostrando fácies carbonatadas do pré-sal presentes na descoberta de Cameia, caracterizada por carbonatos dominados por fragmentos de moluscos, presentes na sequência Syn-Rift formando um Play separado do Play microbiolitos da fase Sag na Bacia do Kwanza. Modificado de Saller et al., 2016.

Os reservatórios de rochas carbonatadas do pré-sal na margem angolana são encontrados estratigraficamente a nível do Barremiano (113-116.5Ma) como representado na figura 4. Estes carbonatos em ambas bacias se apresentam interdigitados com argilitos e arenitos. É notável a correlação dos carbonatos das Formações Toca e Cuvo Cinzento no

Barremiano, bem como os fácies carbonatadas da Formação Chela no Barremiano ao Apciano inferior.

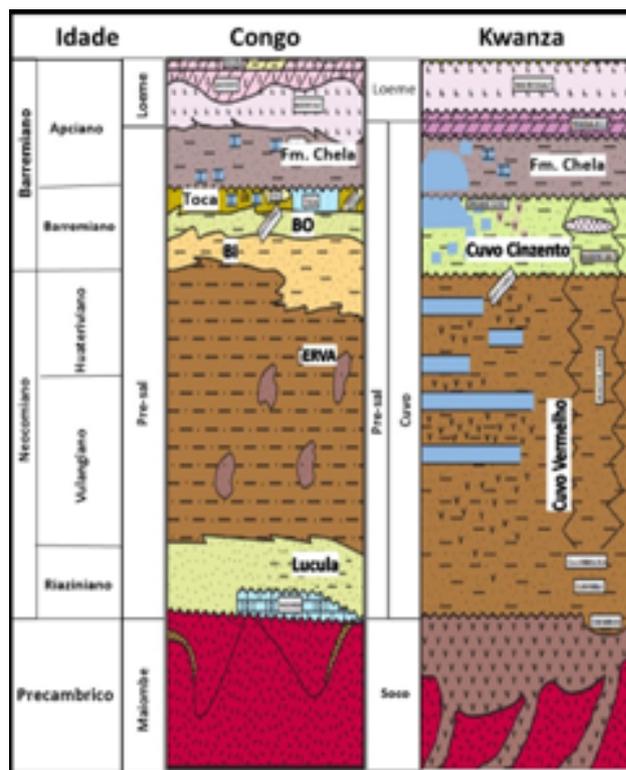


FIGURA 4. Estratigrafias regional comparativa das secções pré-sal nas Bacias do Baixo Congo e Bacia do Kwanza tendo datum referencia a base Formação Loeme salífero (Congo) e Sal maciço no Kwanza.

Do ponto de vista da interpretação sísmica, tem sido possível distinguir os reservatórios carbonatados do pré-sal a partir dos fácies sísmicos representativos destes carbonatos, interpretados regionalmente nas bacias do Baixo Congo e Kwanza, estas fácies são caracterizados por alternância de altas e baixas amplitudes. A figura 5 apresenta a tentativa de interpretação dos carbonatos da Formação Toca numa secção 3D no domínio de tempo (PSTM), excelentes reservatórios produtivos do tipo coquina, na área marítima de Cabinda, notável reflectores contínuos, altas amplitudes plano paralelo, a zona marcada com retângulo a vermelho, indica a posição de hertz (a) e os carbonatos microbiolitos alvos de descoberta de hidrocarbonetos em águas profundas da Bacia marítima do Kwanza, é notável características da geometria mound, apresentando uma estrutura anti-forme no horizonte Sag, com fácies sísmicos caóticos na base de evaporitos apcianos (b).

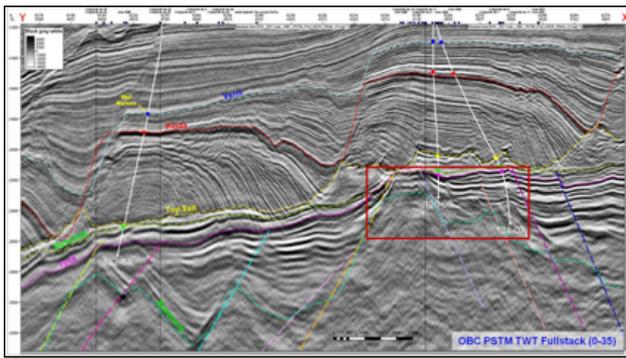


FIGURA 5a. Secção sísmica 3D em tempo atravessando os campos produtores de petróleo na porção marítima águas rasas na bacia do baixo Congo, reservatórios carbonatados da Formação Toca demarcado com o retângulo a vermelho, com falhas e marcadores sísmicos chave interpretadas, incluindo os poços usados para a calibração sísmica.

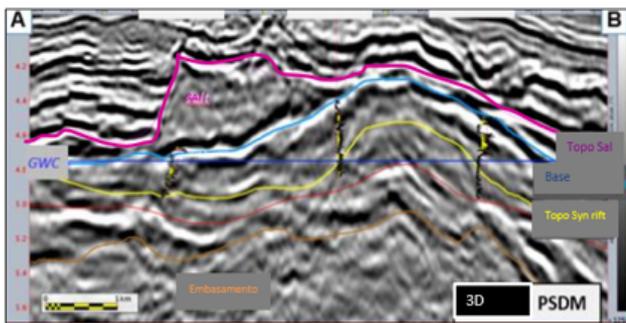


FIGURA 5b. Extrato da secção sísmica 3D em profundidade, interpretada no intervalo pré-sal ilustrando os fácies sísmicas mounds carbonatos microbiólitos alvos de descoberta de hidrocarbonetos em águas profundas da Bacia marítima do Kwanza.

Na margem angolana são conhecidos dois play carbonatados do pré-sal as coquinas nos altos estruturais Syn-rift e os microbiólitos da fase Sag.

Nas águas profundas da Bacia do Kwanza, a base da fase Sag marcou uma mudança para condições de água mais alcalinas nas bacias externas. Os poços estudados mostram a deposição dominada por carbonatos quando se atravessa as plataformas rasas intrabasinal, embora a parte superior mostra notavelmente o aumento das intercalações de fácies lamacentas e siltosas nas séries dos poços estudados. Isso também pode estar relacionado ao aumento da actividade fluvial-deltáica observada nos poços perfurados no onshore.

A fase de Sag superior nas águas profundas da Bacia do Kwanza, com privação do fluxo de sedimentos arenosos, foi caracterizada por ter havido condições lacustres altamente salinas de águas rasas ao longo dos altos estruturais intrabasinais, e que forneceram condições adequadas para o desenvolvimento de carbonatos microbianos que hoje constituem excelentes reservatórios de hidrocarbonetos.

No topo da Fase de Sag superior, os padrões de empilhamento dos fácies observados sugerem uma mudança gradual de ambiente lagunar de águas salinas rasas, para

condições sabkha, antes da incursão principal das águas marinhas que criaram a "Bacia de Sal do Apciano" na margem do Atlântico Sul.

MATERIAIS E MÉTODOS

Materias

O estudo foi realizado na base de descrições de uma colecção de amostras representativas de poços que atravessaram as rochas carbonatadas do pré-sal nas Bacias do Baixo Congo e do Kwanza, das Formações Bucomazi, Toca e Cuvo. Recorreu-se às bibliografias seleccionadas dedicadas ao estudo de rochas carbonatadas e do pré-sal particularmente os carbonatos da neocomiano-barremiano (113-130Ma), como os relatórios de estudos de caracterização petrográfica e petrofísica, geoquímica, que descreveram as características reservatórias suas heterogeneidades texturais e estruturais dos espaços porosos (voids, vuggs, porosidade hidrotermais, móldica e dissolução).

A colecção de dados consultados incluem 32 amostras de carotes convencionais, mais de 300 de core plugs, correspondendo a três principais marcadores ou horizontes geológicos do pré-sal (base do sal Apciano, e Sag e neocomiano-barreniano (Syn-rift). Foram também analisadas as informações petrofísicas, que inclui a porosidade e permeabilidade obtida de amostras de cores convencionais e de extracção ou core plugs, mini cores, rock 'chips e caps', usando o automatado gas permeameter Eko-geos DarcyMeter, a técnicas do porosity pulse-decay pressure, speudo - steady - state permeability (PSS), técnica com nitrogénio que facilitaram as medições da porosidade e permeabilidade, steady-state e análise de secções delgadas.

Foram estudadas 27 metros de espessura do horizonte carbonatado da base ao topo desta unidade, as amostras estudadas incluem 2 cores convencionais e 27 core plugs acompanhados de fragmentos rochosos (rock chips).

Foram interpretadas um conjunto de 70 secções delgadas (20x20) para classificação do tipo de rocha dos carbonatadas da Bacia do Congo e 27 da Bacia do kwanza, para classificação do tipo de carbonato, texturas, mineralogia, paragénese e porosidades. Foram realizadas interpretações de secções sísmicas regionais 3D no domínio de profundidades e de tempo para se entender os fácies sísmicos característicos dos carbonatos do pré-sal e sua distribuição regional, que são actualmente objectos de exploração.

Metodologia

O trabalho da caractrização dos reservatórios carbonatados do Pré-Sal, ante-Apciano, carbonatos do neocomiano-barremiano nas Bacias do Congo à norte e a Bacia do Kwanza à Sul obedeceu às seguintes etapas :

1ª Revisou-se os métodos e equipamentos utilizados para os ensaios e experimentos na determinação da macro-estruturas, propriedades de reservatórios carbonatados. O metodos Bulks incluindo o porosímetro a gás, a interpretação de diagrfias de ressonance magnéticas (NMR), saturação de fluidos (LS) e o Darcypresse na determinação de permeabilidades. Os métodos microestrutural para as técnicas de visualização, assim como o microscopio

óptico para interpretação de secções delgadas, CT (computer tomograph), μ CT e o SEM (scanning electron microscopy) ou microscópio electrónico de varredura, o método separado do porosímetro de injeção de mercúrio, MIPC (mercury injection capillar pressure) para a obtenção das porosidades e descrição das estruturas dos espaços voids, o PDP (porosity pressure-pulse decay) e o PSS (pseudo-steady-steady-permeability), a metodologia da interpretação petrográfica de imagens consistentes das secções delgadas, computação dos X-ray ou raios X computarizados macro e microtomografias, tudo isso para melhor avaliar a consistência e qualidade dos dados extraídos de relatórios cujas medições foram obtidos com estes métodos e técnicas que no entanto foram utilizados na determinação dos parâmetros e interpretados neste trabalho.

2ª Seleccionou-se as amostras de carotagem convencional (testemunhos de rochas) representativos na Bacia do Baixo Congo e comparadas com correspondentes na Bacia do Kwanza, respectivamente as Formações carbonáticas (Toca e Cuvo) seleccionadas como representativas de secções estratigráficas que contêm os carbonatos do tipo coquinas e microbiolitos alvos geológicos nos altos e flancos estruturais do embasamento (horts) e os microbiolitos da fase Sag, caracterizado como reservatório de hidrocarboneto, com o objectivo de investigar as seguintes características:

- A paragenese mineralógica destes carbonatos e o seu impacto na transmissibilidade de fluidos contidos (gases, água e hidrocarbonetos líquidos e gasosos); sua condição de reservatórios, a Petrografia por análise de secções delgadas e determinar os minerais diagénéticos dos carbonatos.
- Determinar o impacto da diagénese e dos fluidos hidrotermais sobre as propriedades reservatórias, distinguindo as propriedades reservatórias dos carbonatos por dolomitização sindeposicional e a dolomitização secundária por efeito hidrotermal com impacto na qualidade dos reservatórios.

3ª Análise da Petrografia e Qualidade dos Reservatórios
Foram realizados estudos de petrografia baseada em 70 secções delegadas realizadas nas amostras de calha, carotes convencionais e core plugs, de poços da Bacia do Baixo Congo e Kwanza. Estas análises foram suplementadas por XRD (difratometria de raios X), SEM (microscópio electrónico de varredura), CT (tomografia computarizada), Incursão de fluidos, isótopos estáveis, e análises de rock types para a interpretação, compreensão e controlo da diagénese, sobre a qualidade dos reservatórios.

4ª Análise da Geoquímica dos Reservatórios carbonatados do pré-sal

A geoquímica do Sistema petrolífero da margem do atlântico sul está bem documentada por Schiefelbein et. al. (1999), Burwood et. al. (1999) e muito conhecida a partir das características dos biomarcadores dos óleos presentes nos reservatórios e dos intervalos de rochas mãe, que as geraram.

Na Bacia do Baixo Congo, os argilitos lacustrinos da Formação Bucomazi constituem as principais rochas geradoras dos óleos nos reservatórios do pré-sal. No entanto, Burwood sugere que os equivalentes na Bacia do Kwanza (Formação Cuvo) podem ser menos prospectivos em gerar óleos e preencher reservatórios do pré-sal. Os dados analisados sugerem um potencial gerador maior para gás natural.

Examinou o control deposicional da rocha geradora do Baixo Congo e da Bacia do Kwanza, não restringindo-se apenas no pré-sal e considerou-se a ocorrência do petróleo nesta região ser diversa em carácter como resultado de múltiplos preenchimentos vindos de diferentes e complexos habitats. Nenhum padrão óbvio surge quando compara-se as composições de isótopos de carbono estáveis de fluidos de diferentes reservatórios do Pré-Sal e do Pós-Sal exibindo consideráveis sobreposições de valores. A figura 6 mostra uma tentativa desta integração realçando o quanto complexo é a correlação dos óleos presente nos reservatórios sugerindo uma perícia relevante.

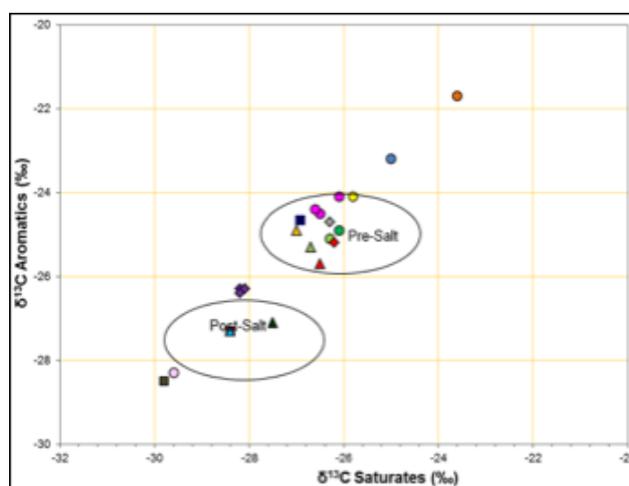


FIGURA 6. Exemplo da integração dos isótopos de carbono estáveis (13) de óleos aromáticos e dos óleos ricos em saturados nos reservatórios do pré-sal e pós-sal na Bacia do Kwanza.

Uma ampla variedade de valores foi observada para os óleos com considerável sobreposição. Desta análise, podemos verificar que os óleos do pós-sal são geralmente isotopicamente mais leves do que os óleos pré-sal.

Esses óleos que atigem cerca de 40 graus API são óleos com baixo teor de enxofre e são óleos ricos em hidrocarbonetos saturados, pobres em aromáticos, sugerindo que são produtos de um pico de maturidade máxima. O seu alto nível de maturidade foi confirmado tanto pelos dados de hidrocarbonetos leves (razão de heptano de 36,47), pelos dados de aromáticos (MPI de 1,52), e pela baixa abundância de biomarcadores.

TRABALHO DE INTEGRAÇÃO DE DADOS

Para realizar o trabalho de investigação de caracterização dos reservatórios carbonatados foi essencial realizar a integração dos diferentes dados disponíveis, sabendo

que nem sempre um único tipo de dado ou informação geológica, geofísica ou de engenharia possibilita retirar relações ou mesmo conclusão exaustiva para a tomada de decisão ou recomendar um determinado investimento para o desenvolvimento de reservatórios carbonatados devido ao alto nível de heterogeneidade que os carbonatos do pré-sal apresentam trazendo várias incertezas. Os dados integrados e interpretados de forma conjugada envolveram os dados de medições Bulk como as diagragias de gás volumétrico de ressonância magnética nucleares (NRM), para determinação da porosidade, saturação de fluidos, o pressure-pulse decay (PDP) e o pseudo-steady-state permeability (PSS), para as medições de permeabilidades, as interpretações petrográficas de secções delgadas, raio-x computadorizado - macro e microtomografia, e imagem do microscópio electrónico de varredura (SEM). Foram ainda analisados os dados obtidos pelas técnicas do porosímetro de injeção de pressão capilar Mercury injection capillary pressure (MICP) Porosímetro, foi feita uma aproximação entre as técnicas de medições de ensaios bulk e a interpretação de imagens de catodoluminescente para determinar o tipo de cimento. As amostras de rochas analisadas incluem testemunhos convencionais (whole cores), core plugs, mini cores, rock chips e crushed rock.

A ressonância magnética nuclear (NRM) foi a técnica aceite como a mais apropriada para a determinação da porosidade total. A técnica MICP (mercury injection capillary pressure) injeção de mercúrio por pressão capilar, mostrou consistente com a NMR com as imagens resultante e destacou os diferentes efeitos da extracção com solvente na distribuição do tamanho dos poros e fracturas das rochas. O PDP (pressure decay pulse) para medições de permeabilidade a gás nos core plugs, mostrou-se consistente mas super estimado em comparação com os resultados da permeabilidade obtida pela técnica do PSS (pseudo-steady-state), com a diferença variando na ordem de duas magnitudes. O microscópio electrónico de varredura (SEM) provou ser o método viável para imagear em escala vazia (void-scale), com resolução espacial de até 5 nm (nanómetros). O resultado confirmou a presença de espaços vazios naturais (voids) de dois tipos principais. O primeiro tipo são poros com dimensões de 500nm que foram preenchidos com matéria orgânica. O segundo tipo são espaços vazios esporádicos da matriz mineral (sporadic voids) e clásticos biogénicos, raramente maior que 250nm. A comparação entre as propriedades dos reservatórios visto no whole-core e o core-plug mostraram diferenças substanciais em ambas porosidade (pelo factor de 2) e a permeabilidade (até 4 ordem de magnitudes) causada pela heterogeneidade espacial e dimensionamento. Os resultados foram comparadas entre as bacias do Baixo Congo e Kwanza para o enquadramento regional e as interpretações de fácies propriedades reservatórias.

QUALIDADES RESERVATÓRIAS DAS ROCHAS CARBONATADAS DO PRÉ-SAL NA BACIA DO BAIXO CONGO

Reservatórios Toca

De acordo as amostras descritas para avaliação das qualidade dos reservatórios carbonatadas da Formação Toca na Bacia do Baixo Congo é crucial prestar atenção aos fácies, a textura diagenética e a interpretação dos processos geológicos que afectaram estes reservatórios. O grau de diagénese varia nos diferentes níveis destes carbonatos alguns demonstram multiestágios diagenéticos, muitas vezes ligados a eliminação da textura original (fabric). Durante esta investigação notou-se que existe múltiplas texturas diagenéticas (fabrics), podendo ser reconhecidas as da diagénese inicial e da diagénese tardia, e que foram formadas por vários processos. Destacamos a importância dos processos de dolomitização no desenvolvimento dos parâmetros de reservatórios, assim como as sequências paragenéticas devido a diferentes eventos diagenéticos. De forma resumida alista-se as texturas encontradas nas amostras estudadas (Tabela 1).

TABELA 1 - Texturas encontradas nas amostras dos reservatórios estudadas na Formação Toca

Texturas Diagenéticas Sin-deposicionais iniciais	Texturas Diagenéticas de soterramento tardia
Dolomite Sindeposicionais	Dolomite Zebra
Calcite Recristalizada e Neomorfismo	Dolomite massiva Hidrotermal
	Porosidade Móldica e Porosidade Vuggy
	Silicificação
	Fracturamento, Compactação e brechas

O processo de dolomitização hidrotermal parece ser crucial para o desenvolvimento e em alguns casos a melhoria da qualidade dos reservatórios carbonatadas em altas profundidades. Schmoker and Halley, 1982 no seu trabalho sobre os carbonatos reservatórios do Sul da Flórida demonstrou que as rochas carbonatadas abaixo de aproximadamente 6000 ft (1829m) de profundidade os calcários começam a perder a porosidade mais rapidamente que as dolomites. Assim na base desta afirmação fez-se a análise aos carbonatos aqui estudados e foi notável que as profundidades do pré-sal na Bacia do Baixo congo à ~13000ft ou 3962,4 metros o processo de dolomitização foi importante na preservação das porosidades. O digrama da figura 7 ajuda a explicar tal processo.

A porosidade Vugs foi observada em amostras de corotes, estes Vugs são comuns devido as secções hidrotermalmente dolomitizadas, existindo microvugs e queles com dimensões que variam de milímetros (mm) para centímetros (cm) em todas vias de microfracturas até microvugs (micro cavernas ou vacúolos), apresentando vários pés ou cm de diâmetro.

Na figura 7, o diagrama representa as curvas exponenciais de porosidade e profundidades para calcários e dolomites. Nota-se que a porosidade dolomítica é menor que a dos calcários a profundidades rasas. No entanto a porosidade

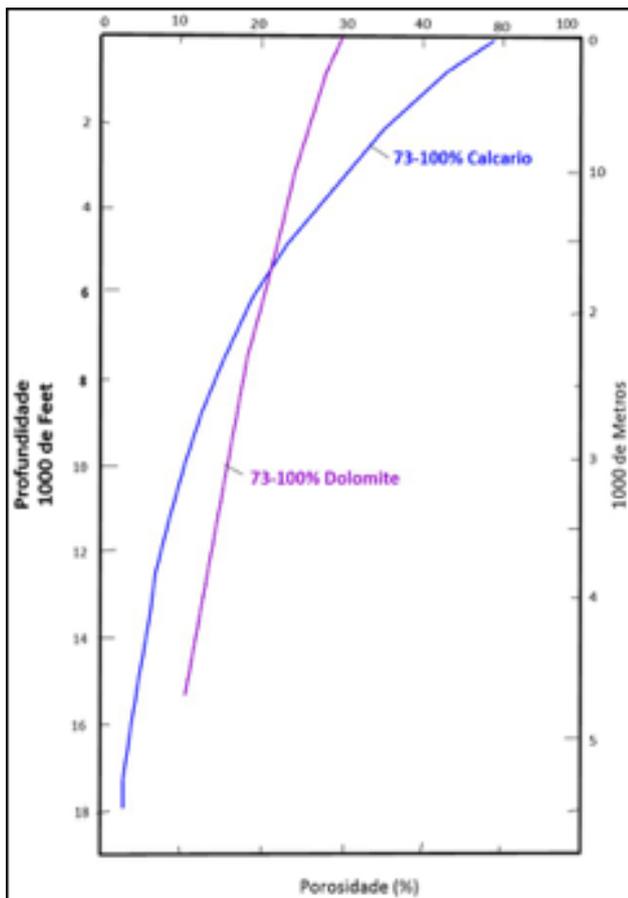


FIGURA 7. Variação da porosidade nos calcários e dolomites com a profundidade. Modificado de Schmoker & Halley (1982).

decrece mais rapidamente nos calcários com a profundidade em comparação com a porosidade das dolomites. Estas vacúolos (vugs) na Formação Toca variam também desde pobremente conectadas a bem conectadas, proporcionando boas qualidades reservatórias embora possam constituir aspectos críticos para o desenvolvimento de reservatórios em que normalmente se recomenda aquisição de log de imageamento da parede do poço FMS (Formation MicroScanner) e FMI (Formation Microimager) como as melhores práticas para identificar estes reservatórios (Francis, 2008; Schlumberger WEC, 1991). As causas destas Vugs estão ligadas a exposição dos carbonatos a fenómenos de carsificação dos carbonatos. Esses vugs são identificados separadamente, pois não têm bordas dolomíticas hidrotermais e possuem siltitos clásticos e outros sedimentos colectados no fundo do vug por exposição subaérea.

Os vugs com as dimensões descritas acima são também interpretadas como sendo formadas através do processo de dolomitização hidrotermal (Lonnee & Machel, 2006; Machel & Lonnee 2002). Estes Vugs são tipicamente conectados aos sistemas de fracturas ou outras Vugs, e alinhadas a cristais grosseiros da dolomite cristalina esbranquiçada como visto na figura 9.

Em algumas porções dos reservatórios Toca acredita-se que houve períodos de múltiplas exposições aliadas ao

desenvolvimento da porosidade Vuggy, no qual estas porosidades Vuggys actuaram como vias preferenciais para os fluidos hidrotermais e mais tarde preenchidos pelo próprio fluido do processo hidrotermal o que nem sempre aparece preservado e registado nas próprias rochas. A figura 8 representa uma secção sísmica 3D no domínio de profundidade interpretada e mostra dentre outros marcadores sísmicos o posicionamento e morfologia sísmica dos reservatórios carbonatada da Formação Toca perfurado numa porção da Bacia do Baixo Congo, com o carácter sísmico de altas amplitudes, no alto do embasamento sugerindo a sua deposição em ambiente lagunar, a sua imagem em lâminas delgadas representativa é apresentada na figura 9.

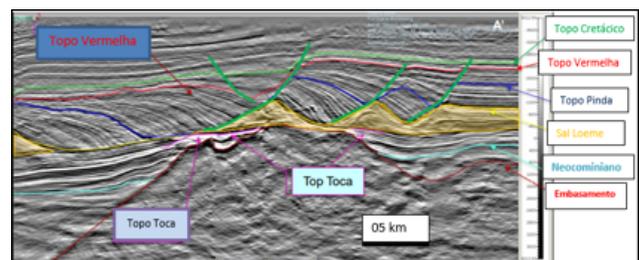


FIGURA 8. Secção sísmica 3D no domínio de profundidade, interpretada e mostrando os marcadores sísmicos o posicionamento e morfologia dos dos reservatórios carbonatados da Formação Toca numa porção da Bacia do Baixo Congo.

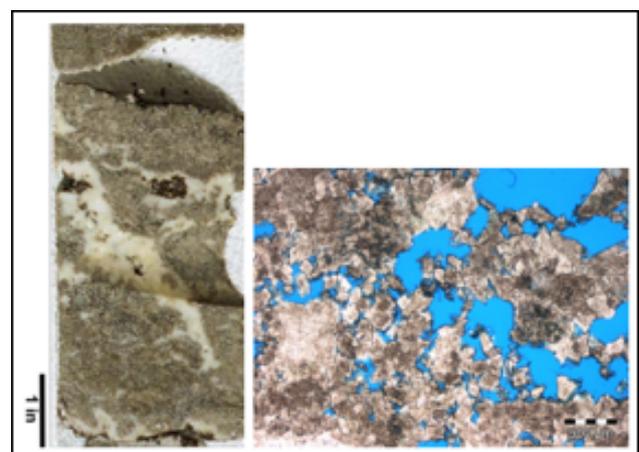


FIGURA 9. Exemplo do Carote com dolomite Vugs, dolomites esbranquiçadas e alinhamento de Vugs a esquerda e a direita a microfotografia da secção delgada ilustrando a microporosidade Vuggy na dolomite hidrotermal extraída a uma profundidade de 7540 ft (2298,2 m) na Bacia marítima do Baixo Congo.

Baseado em análises petrofísicas das fácies deposicionais da Formação Toca para o desenvolvimento do tipo de fácies petrofísico (rock type) observou-se extensa amostras de dolomitização hidrotermal com qualidades reservatórias apresentando altos intervalos de porosidade e permeabilidade, alinhada ao agrupamento de fácies. Estes agrupamentos de fácies incluem a dolomite zebra, fácies packstone, brechas, com textura (fabric) de diagénese do tipo inicial, com a porosidade que varia de 0-16%, com média de 6% e tipicamente é inferior a 10%. A permeabilidade varia de 0-5 Darcys a média de 175 mD e tipica-

mente abaixo de 400 mD. A dolomitização hidrotermal altera a porosidade primária em muitos casos atingindo os valores mais altos e aumentar a conectividade dos poros trazendo a porosidade e permeabilidade secundária. Lomando et al. (1994) reportam também estes intervalos. A figura 10 representa um diagrama de porosidade versus permeabilidade do agrupamento de fácies carbonatadas do reservatório Toca coloradas (calcários, dolomites e mistas) e com a geometria que representa as fácies e respectivos parâmetros.

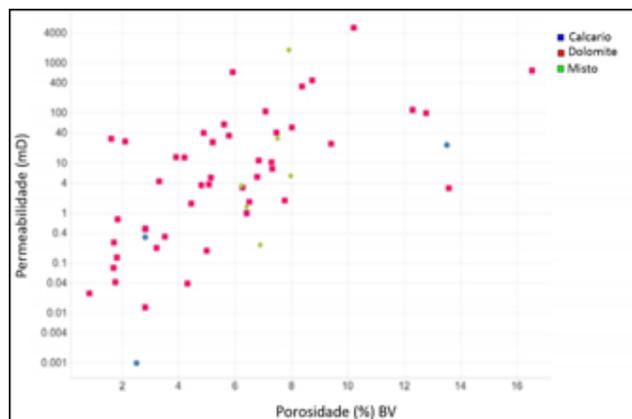


FIGURA 10. Diagrama de porosidade bulk volume versus permeabilidade de fácies carbonatadas do reservatório Toca.

Reservatórios microbiolitos Toca

Os fácies microbiais da formação Toca estão associados com Oncoid e apresentam em alguns pontos baixas porosidades e permeabilidades. Fácies oncoidal e fácies de carbonatos microbiolitos com dolomitização sindeposicional, (stacked fossilíferos grainstones) e packstones, com predominância da dolomitização hidrotermal, são comuns na Formação Toca Inferior, no entanto apresentam um potencial reservatório.

Litologicamente na região marítima de águas rasas do Baixo Congo (área de Cabinda) a Formação Toca consiste em carbonatos do tipo grainstones fossilíferos passagem a wackstones com várias quantidades de fácies microbiolitos mediado com grãos como oncoids, ooids, e outras estruturas microbial incluindo boundstones similares aqueles que são depositados actualmente no lago do rift do Este Africano, como afirmaram Cohen e Thouin (1987).

No trabalho sobre Carbonatos lacustrinos microbiais, AAPG Herdberg conference, referem que o campo de kambala é um dos principais no bloco zero offshore Angola que produz petróleo na Formação Toca e o único campo em que os reservatórios Toca tem sido extensivamente amostrados com carotes extraído de poços (Wasson et al., 2012). Os corotes dos poços do campo de kambala apresentam maioritariamente os carbonatos encontrados na Formação Toca, especialmente fácies microbiolitos que são comuns na Formação Toca inferior, sendo que a Formação Toca é comunmente enquadrada em membros inferior e superior como se caracterizará mais em diante. A figura 11 mostra uma conjugação de fácies microbiolitos productores num poço e respectivas secções delgadas em microfotografias no campo de kambala (Wasson et al., 2012).

Na figura 11 pode-se notar em A. Visto no carote o exemplo de fácies de Oncóides fossilíferos, fácies Wacke/Packstone. A maioria dos oncóides são compostos de camadas de talco, quantidade variada de dolomite de origem diagenética e rara a calcite. A microfotografia da secção delgada mostra o detalhe interno de oncóides e o material que compõem a matriz largamente alterada para dolomite ou calcite esparite (Wasson et al., 2012).

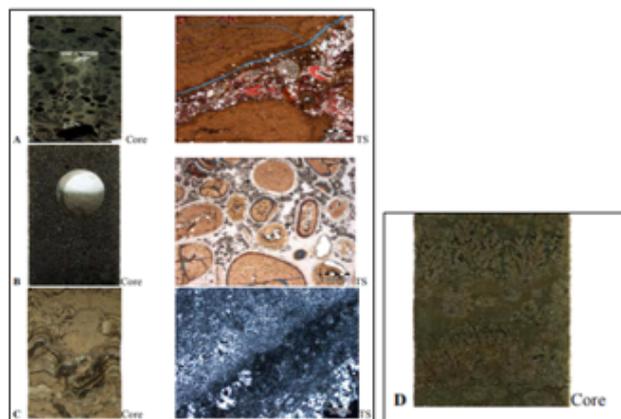


FIGURA 11. Imagens de carotes e correspondentes microfotografias de secções delgadas ilustrando Facies microbiolitos reservatórios Toca no campo de kambala offshore Cabinda. (Wasson et al., 2012).

Em B. Image de Ooides/Oncóides/ fossilíferos e fácies de Pack/ Grainstone. Os ooides desta amostra são compostos de camadas de talco/stevensite. A secção delgada apresenta camada de talco/stevensite com o material que foi substituído por cristais romboédricos de dolomite e chert multifásico (Wasson et al., 2012).

C. Apresenta um exemplo fácies de estromatolíticos. Boundstones intensamente alterada, e a estrutura estromatolítica original foi rapidamente alterada pela chert, quando a matriz foi substituídas por cristais finos de dolomite.

A microfotografia da lâmina delgada de imagem polar mostra a retenção de algumas camadas de estromatolitos sobrepostas pela chert, mas muito dos delhes foram mascarada pela diagenese (Wasson et al., 2012).

D. Ilustra a imagem de uma rocha carbonatada do tipo boundstone microbial com crescimento dentritico, desenvolvido oncóides originais. No entanto os fácies dos carbonatos da Formação Toca são caracterizados como bons reservatórios e em produção (Wasson et al., 2012).

QUALIDADES RESERVATÓRIAS DOS CARBONATOS DO PRÉ-SAL NA BACIA MARITIMA DO KWANZA

Reservatórios de Carbonatos da Formação Cuvu

Com base na análise de secções delgadas elaboradas a partir de amostras de core plugs e das amostras de calha (cuttings) dos intervalos sem extracção de cores convencionais, estas amostras foram impregnadas com resinas (blue-dyed epoxy resin) para ressaltar a porosidade. As secções delgadas foram clo-

radas (solução alizarin-Red S e ferricianeto de potássio) para realçar a calcite, dolomite e feldspatos.

Assim as perfurações mais recentes confirmaram que os carbonatos do pré-sal na fase da Sag, são constituídos por mounds microbiolitos amalgamados, provado com sucesso na margem Brasileira e que também hospeda acumulações de hidrocarbonetos na costa angolana nestes reservatórios da bacia marítima do kwanza. A figura 12 ilustra as características do intervalo Sag, indicando o contexto estrutural em que os carbonatos microbiolitos da Sag sejam reservatórios.

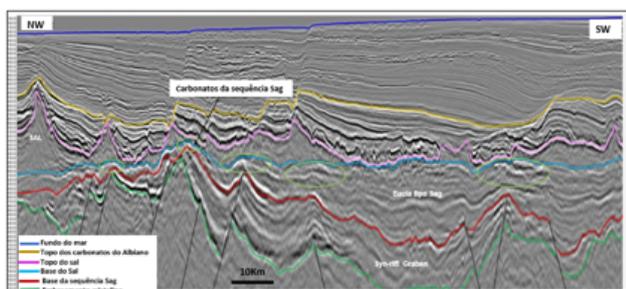


FIGURA 12. Seção sísmica transversal no domínio de profundidade em águas profundas da Bacia do Kwanza, mostrando a presença das principais falhas do embasamento proporcionando os altos e baixos estruturais (horts e grabens). A fase Sag com carbonatos microbiais provado como reservatórios, possível resultado de uma profundidade e salinidade de água ideal. Modificado de Duval et al. (1991).

A integração de dados de rochas e sísmicos ajudou demonstrar que esses reservatórios carbonáticos requerem condições de água rasas em um ambiente de lago salino, com pouca contaminação de água doce fluvial e sedimentos silicoclásticos.

As condições ideais para a formação de reservatórios microbiolitos são encontradas em plataformas de águas rasas amplas criadas por elevações intrabasinais no lago distal da costa, conforme mostrado pelas descobertas significativas de hidrocarbonetos dentro dos carbonatos da fase Sag nos altos estruturais nas águas da Bacia marítima do kwanza em Angola e Bacia de Santos no Brasil (Formigali, 2008; Duval et al., 1991; Saller et al., 2016).

Dados publicados (Saller et al., 2016) mostraram que a composição dos acúmulos microbianos (build-ups) variam de acordo com a topografia da bacia subjacente; As fácies delimitada por carbonatos do tipo boundstone domina nos altos estruturais maiores, enquanto os acúmulos microbianos (microbial build-ups) de chert dominam nos altos estruturais isolados mais para a bacia, presumivelmente em águas ligeiramente mais profundas.

Na Bacia marítima do Kwanza é notável que alguns poços encontraram reservatórios com uma coluna de gás metano significativa, em contraste com o óleo/condensado relatado em descobertas de óleo noutros poços. O predomínio do gás pode ser resultado de um aumento no soterramento e maturidade da rocha mãe próximo ao poço de gás; também pode estar relacionado ao aumento do fluxo de calor (heatflow) asso-

ciado a fluidos hidrotérmicos que circulam ao longo de falhas profundas nesta região. (Sonangol EP/CoreLab, 2017, ob cit.).

Os reservatórios carbonatos mostram intensa silicificação e dissolução vista em amostras de poços e os resultados geológicos observados nos relatórios finais de poços apoiam a presença de fluidos hidrotérmicos, esses fluidos podem ter resultado na conversão das primeiras acumulações de óleo em gás. No pré-Sal os reservatórios carbonatados da Formação Cuvo a qualidade do óleo pode passar os 40°API, apresentado baixo conteúdo de enxofre, com maturidade tardia e vindo de uma rocha geradora lacustrina.

As características petrográficas e de qualidade do reservatório foram examinados em amostras de calha (cutting) e de testemunhos (carotes). Os principais objetivos da componente petrográfica do estudo foram de determinar as composições mineralógicas, refinar os ambientes deposicionais, avaliar a influência da história diagenética na evolução do sistema de poros e avaliar as características de qualidade dos reservatórios.

A partir da interpretação petrográfica das seções delgadas foi possível distinguir as características mineralógicas e aferir as qualidades reservatórias como ilustrado nas figuras 13, 14, 15, 16 e 17.

A figura 13 representa uma microfotografia de uma seção delgada extraída em carotes de rocha carbonatada proveniente de uma profundidade de 4915,75m e uma ampliação de 4 vezes (4915,75m, X4) mostrando uma rocha carbonatada do tipo dolostone cristalina média com textura (fabric) hipidiotópico a idiotópico. Apresenta uma porosidade moderadamente alta (20%) e representada por poros intercristalinos e porosidade de vuggy, constituindo boas qualidades de reservatório.

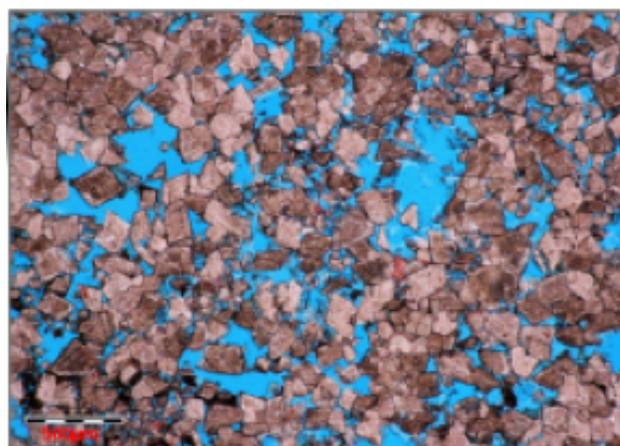


FIGURA 13. Microfotografia de um reservatório de dolostone cristalina com textura hipidiotópico a idiotópico da Formação Cuvo.

A figura 14 mostra uma fotografia central extraída a profundidade de 1864m, mostrando um mound dolomítico microbiano, com laminação concêntrica. Os microbialitos são interpretados como representando a deposição em águas muito rasas, baixa energia, ambiente intertidal com limitada entrada de clastos. As dolobrechas finas provavelmente se formaram durante fluxos de detritos ou grandes eventos de tempestade.

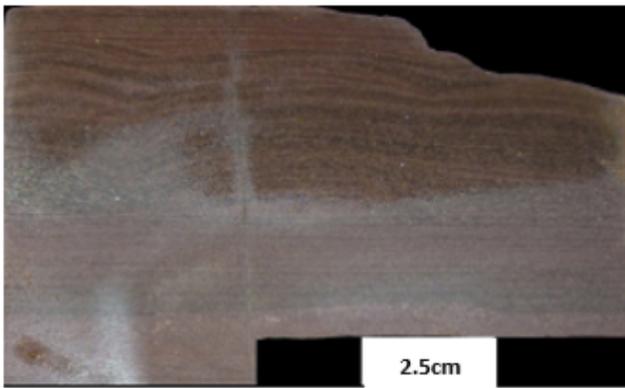


FIGURA 14. Fotografia da amostra de rocha dolomítica microbiano com laminação concêntrica

A figura 15 representa uma secção delgada de uma amostra da Formação Cuvo Cinzento extraída num poço a uma profundidade de 5265 m. A amostra é dominada por fragmentos de calcário cristalino, incluindo boundstones. A calcite esferulítica é também observadas assim como pequenos volumes de sílex (Chert) e dolostone com a porosidade de 5-20%. A potencialidade reservatório da calcite é difícil de avaliar a partir de uma secção delgadas.

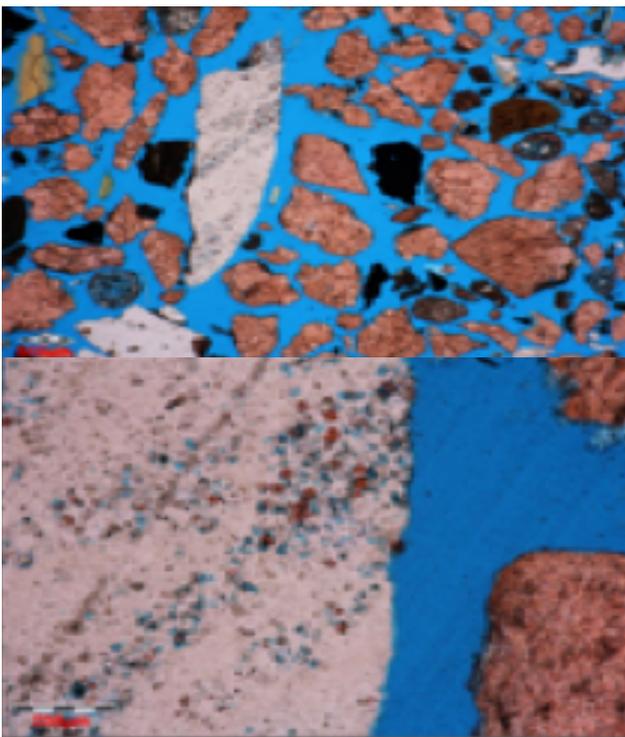


FIGURA 15. Detritos de rochas (cutting), extraída a profundidade de 5265m na formação Cuvo Cinzento

A figura 16 representa uma microfotografia da amostra em secção delgada, extraída a uma profundidade de 4915,75m datada no Cretácico, Barremiano Superior, amostrado no topo de um reservatório (mound) carbonático microbionólitos. O ensaio da porosidade por injeção de hélio apresentou o valor de 17,27 (%), a permeabilidade (ar) 230 milidarcy (mD), a densidade do (grão) 2,756 (g/cc), satura-

ção de óleo de 42,6 (%pv), saturação de água de 7,3 (%pv). Com base na calcificação de Dunham 1962 foi classificada como uma Grainstone. Devido a presença de cristais de dolomite (< 100 µm), Saller et al. 2016, enquadra nos tipos fácies dolostone cristalino. A qualidade de reservatório foi classificada de boa, devido ao tamanho do cristal relativamente grosseiros, juntamente com boa conectividade geral dos poros aferindo boa permeabilidade.

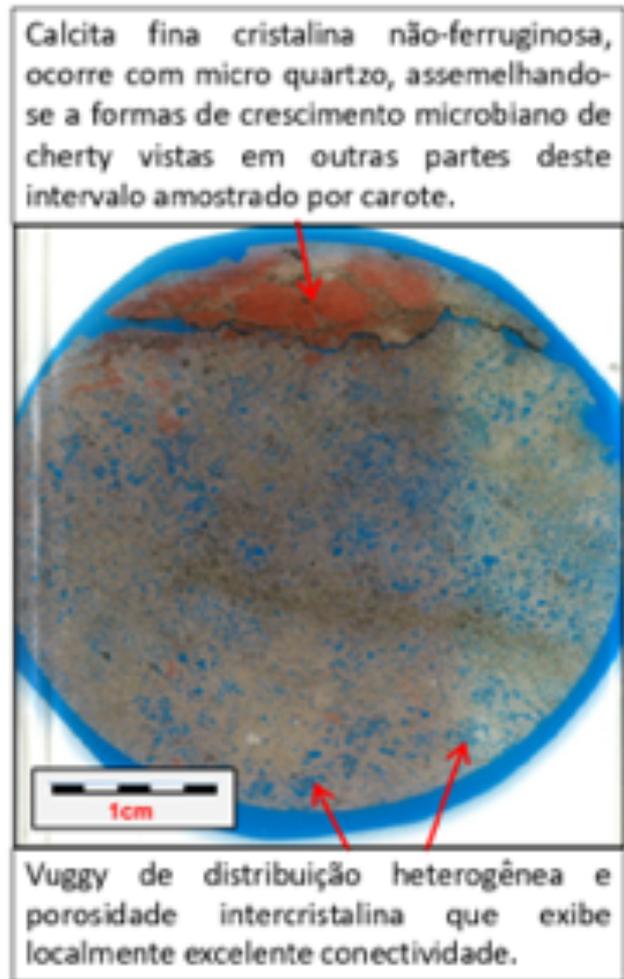


FIGURA 16. Microfotografia de uma secção delgada, de amostra extraída a uma profundidade de 4915,75m de um poço em águas profundas da Bacia do Kwanza.

A figura 17 representa uma microfotografia de uma amostra em secção delgada, extraída a uma profundidade de 4918,80m datada no Cretácico, Barremiano Superior, amostrado no topo de um reservatório (mound) carbonático microbionólitos. O ensaio da porosidade por injeção de hélio apresentou o valor de 14,68 %, a permeabilidade de ar de 230 md densidade do grão de 2.639 g/cc, saturação de óleo de 11,6 % pv, saturação de água de 41,1 %pv. Com base na classificação de Dunham 1962 foi classificada como dolomite cherty, com fácies microbial chert boundstone. A qualidade de reservatório foi classificada de negligível a pobre, devido a esta litologia que apresenta falta de sistemas de macroporos e a microporosidade é dominadamente preenchida por cimento de calcedônia. A potencialidade de reservatório pode ser desenvolvida pela porosidade por fracturação.

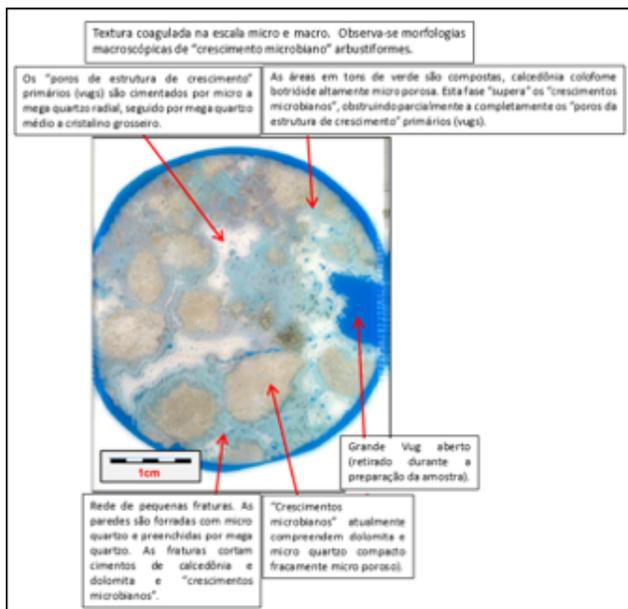


FIGURA 17. Microfotografia de uma secção delgada de uma amostra dolomítica cherty com facies microbial chert boundstone extraída da formação cuvo a uma profundidade de 49188 metros.

A figura 18 representa secções delgadas de amostras de parede lateral rotativa (Rotary Sidewall core) extraída num poço a 4943m de profundidade no topo de um reservatório mound, que representa uma rocha carbonatada do tipo Cherty Dolostone contendo abundante dolomite, é comum a calcedônia e como elementos menores a calcite e pirite. O sistema de poros compreende vugs comuns e poros intercristalinos. Os dados da análise espacial de cores indicaram que a qualidade do reservatório é muito boa apresentando porosidade que varia de 27 a 49% e permeabilidade 202 milidarcy (K-202mD), constituindo bons reservatórios da bacia do kwanza.

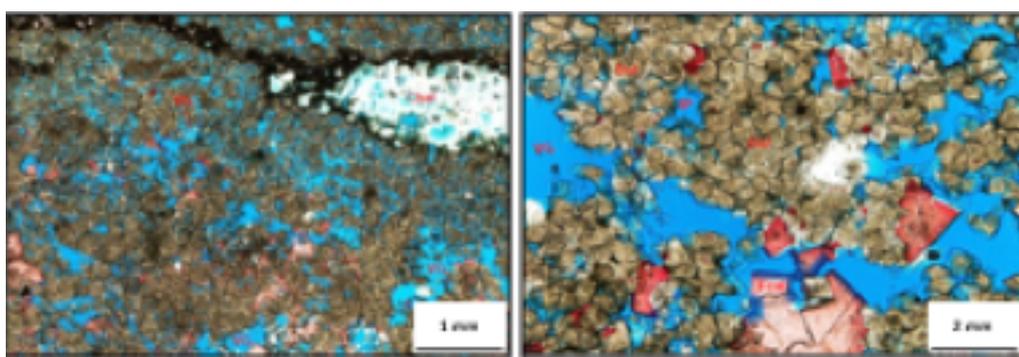


FIGURA 18. Microfotografia da dolostone cherty extraída do topo reservatório mound com porosidade (Φ) de 27.49%, permeabilidade (K) 202mD, apresentando boas qualidades reservatórias.

A qualidade reservatória foi destruída essencialmente com base na qualidade da porosidade, permeabilidade, a saturação e na abundância dos constituintes minerais como descritos os termos da qualificação nas tabelas 2a, b, c. Modificado de Jerry (1999).

TABELA 2 - (a) Qualificação e abundância mineral, (b) Termos para a qualificação petrológica da porosidade visual, (c) Qualidade reservatória com base no ensaio ao permeâmetro a gás. Modificado de Jerry (1999).

Termos de Qualificação Petrológica		
a	b	c
Qualif. Abundância Mineral	Macroporosidade Visual	Qualidade Reservatória (K)
Muito abundante > 50%	Extremamente alto > 30%	Excelente > 1000mD
Abundante > 15%	Muito alto 25-30%	Muito boa 500-1000mD
Moderadamente Abundante 10-15%	Alto 20-25%	Boa 100-500mD
Comum 5-10%	Moderadamente alto 15-20%	Moderada 10-100mD
Menores 2-5%	Moderado 10-15%	Pobre 1-10mD
Muito menor 1-2%	Baixo 5-10%	Negligível/insuperável < 1mD
Escasso 0.01%	Muito Baixo 0.1-1%	
raro/muito raro < 1%	Nada 0	
Traços < 0,1%		

PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DOS RESERVATÓRIOS CARBONATADOS DO PRÉ-SAL NA MARGENS ANGOLANA (BACIAS DO BAIXO CONGO E KWANZA)

Na Bacia do Baixo Congo:

Na Bacia do Baixo Congo a secção Pré-sal pode se identificar no Neocomiano ao Barremiano e Aptiano Inferior três (3) intervalos com rochas carbonatadas, começando da base ao topo encontramos os carbonatos correspondentes à calcários lacustrinos do tipo cherty, de idade Jurássica – Ryazaniano no Neocomiano Inferior, característicos do flanco do embasamento Maiombe (rocha magmáticas constituído por granitos e gneisses do precâmbrico com mais de 600 Ma.), estes carbonatos da Formação Nacanga, apresentam características reservatórias devido ao fracturamento, estes são muito pouco estudados o que constituirá objecto de um estudo futuros. A Formação Bucumazi nos seus níveis superior e médios apresentam níveis de rochas carbonatadas provadas como reservatórios constituídos os amontoados (mounds) carbonatos lacustrinos e também presentes nos altos e flancos do embasamento estes reservatórios são nomeados de TOCA, devido a sua importância e das descobertas existentes de reservas importantes de hidrocarbonetos

é comum designá-los também de Formação Toca. Embora a formação Chela também apresente fácies de rochas carbonatadas eles requerem uma dedicação especial, poucas ou raras são as publicações de poços com descobertas nos fácies carbonatado da formação Chela (Sonangol E.P, 2002).

Os reservatórios do Toca superior apresentam-se com paragéneses de dolomite hidrotermal,

carbonatos fossilíferos, grainstones e packstones notáveis moluscos de coquinas. A presença da porosidade vuggy, criada por múltiplos episódios que aumentam a dolomitização, esta porosidade vuggy é crítica para o desenvolvimento do reservatório e recuperação de fluidos. A Formação Toca infe-

rior é bem desenvolvida no baixo Congo apresentando também fácies microbiolitos.

Em ambientes proximais de águas que varia entre 50m a 75m, os carbonatos da Formação Toca não sofreram o processo hidrotermal e dolomitização mais apresenta boas características petrofísicas passando como reservatório produtor a partir do Toca superior caracterizado por calcários fossilíferos, grainstone e packstone.

Os carbonatos da Formação Toca superior são caracterizados por dolomite hidrotermal, grainstones e packstones de molusco nomeados de coquinas, calcários ricas em silicoclasticos e são caracterizadas como packstones fossilíferos.

O modelo desenvolvido para caracterizar a Formação Toca separou em termos estratigráficos em dois membros: Toca Superior e Toca Inferior, ambos interdigitados com argilitos da formação Bucomazi, como visto na figura 19. Isto também torna complexo a determinação dos fácies do Toca carbonatico reservatórias em escalas de fácies sísmicas tanto nas etapas de exploração, quanto no desenvolvimento para a determinação de intervalos de espessuras úteis dos reservatórios (net gross e net hidrocarbonetos), assim como o preenchimento de argilas pode obstruir a porosidade e dificultar o regime de fluxo.

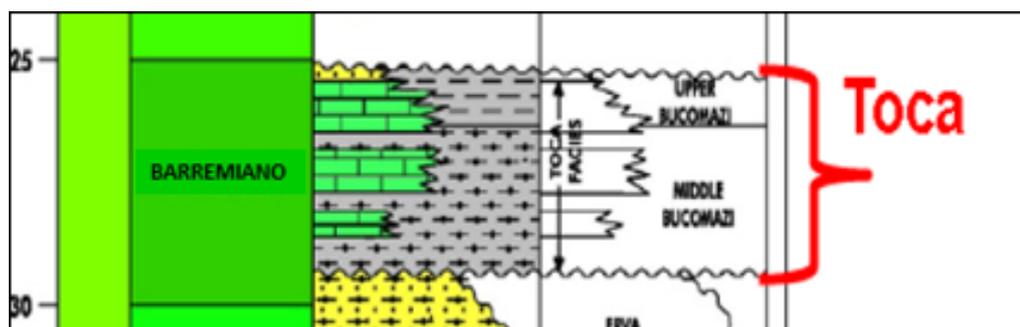


FIGURA 19. Representação esquemática da estratigrafia da formação Toca, ilustrando a separação e a interdigitação existente entre a os carbonatos e argilitos da formação Bucomazi.

Os reservatórios dos carbonatos da Formação Toca superior são classificados como grainstones e packstones, fossilíferos passando a fossilíferos wackestones, siltitos, contendo os em alguns casos argilitos que podem constituir barreiras reservatórias como constatado nas secções delegadas analisadas e na descrição dos autores Wasson et al. (2012).

A formação Toca Inferior apresenta fácies não carbonatadas como é caracterizado por arenitos de intercadas (interbedded sandstones), siltitos, argilitos oncoidal e os fácies de carbonatos microbiolitos com dolomitização sindeposicional, (stacked fossilíferos grainstones) e packstones, com predominância da dolomitização hidrotermal constituindo bons reservatórios.

Os carbonatos do tipo coquinas com fósseis de moluscos hidrotermalmente dolomitizado, grainstones e packstones são as melhores fácies reservatórias apresentado intervalos de porosidades que variam comumente de 0 a 18% e per-

meabilidades de 0 a 5 darcy, tipicamente abaixo de 400md, visto nas figuras 9, 10 e 11.

Em áreas próximas de grandes falhas que actuaram como condutas para a passagem de fluidos hidrotermais responsáveis pela dolomitização e a presença de fácies com boas porosidades primárias e permeabilidades são as condições óptimas para a Formação Toca actuar como reservatório.

Em algumas áreas para que a Formação Toca desenvolve características reservatórias e retém hidrocarbonetos depois do soterramento estes carbonatos tinham de ser dolomitizados, esta dolomitização desenvolvem melhor a porosidade secundária a profundidades acima de 3000 metros do que os calcários.

Os ambientes lagunares não apenas controlam os valores isotópicos observados, mas também as fácies depositadas e, portanto, a qualidade dos reservatórios. Os sistemas de lago aberto, bem conectados fornecem as condições ideais para deposição de fácies carbonáticas de alta energia que são mais propensas a diagénese tardia com desenvolvimento e preservação das propriedades reservatórias. Baseado nas actuais profundidades das descobertas na Formação Toca na Bacia do Baixo Congo, compreende-se que estes reservatórios carbonatadas para desenvolveram e reter hidro-

carbonetos depois do soterramento, os carbonatos do Toca tinham de ser dolomitizados (Schmoker & Halley, 1982), o processo de dolomitização ajudou na melhoria da retenção da porosidade durante o soterramento abaixo de 3000 metros do que os calcários em geral.

A dolomitização nem sempre é essencial para o desenvolvimento e

retenção do reservatório após o soterramento, uma vez que a maioria dos reservatórios não é soterrada tão profundamente, mas parece que a dolomitização hidrotérmica dos carbonatos da Formação Toca leva a maiores acumulações de hidrocarbonetos (Francis et al., 2008).

Foi determinado que nas proximidades de grandes falhas que cruzam o embasamento e a Formação Toca, e que atuam como via de passagem dos fluidos hidrotermais para dolomitizar é crítica para o desenvolvimento do reservatório dentro da Formação Toca. A identificação e compreensão dos sistemas de falhas e fraturas são essenciais para identificar adequadamente os prospectos da Formação Toca.

Foi realizada a tentativa de montar uma sequência paragenética para a Formação Toca, com apoio da técnica do catodoluminescente e observou-se a dolomite sindeposicional, calcite esparite microspar, dolomite hidrotermal e cherty de precipita-

ção. Geralmente os primeiros eventos diagenéticos que afectaram os carbonatos da Formação Toca incluem a dolomitização sindeposicional e exposição que levou à dissolução e a carsificação com a formação de carstes, desenvolvendo a porosidade do tipo vuggy e móldica. Com base em observações dos sedimentos nos carotes dos poços e a análise de registo (logs) de imagens de poço FormationMicro imager foi evidente observar feições da exposição e o desenvolvimento de carstes extensos nestes carbonatos (Francis et al., 2008).

Durante e logo após a exposição muitos dos aloquímicos carbonáticos originais e lama micrítica, que não foram dolomitizados, são recristalizados em calcite esparite e microsparite de calcite com baixo teor de magnésio (Mg).

Conforme o modelo de dolomitização hidrotérmica de skmoker e Halley, após 300-600 metros de soterramento, ocorre a primeira fase da dolomitização hidrotérmica, que não apenas dolomitiza porções da Formação Toca, mas também leva a alguma dissolução e desenvolvimento de porosidade vuggy característicos destes reservatórios.

Após a fase inicial de dolomitização, existiram vários estágios de soterramento e compactação, bem como várias fases de dolomitização hidrotérmica e silicificação evidenciada por fracturas dolomitizadas cruzando porções dolomitizadas anteriores da formação e cimentos multifásicos de calcite e cimentos de chert vistos em imagens catodoluminescentes (Figura 20) e cimento de dolomite hidrotérmico multifásico observado nas amostras de poços.

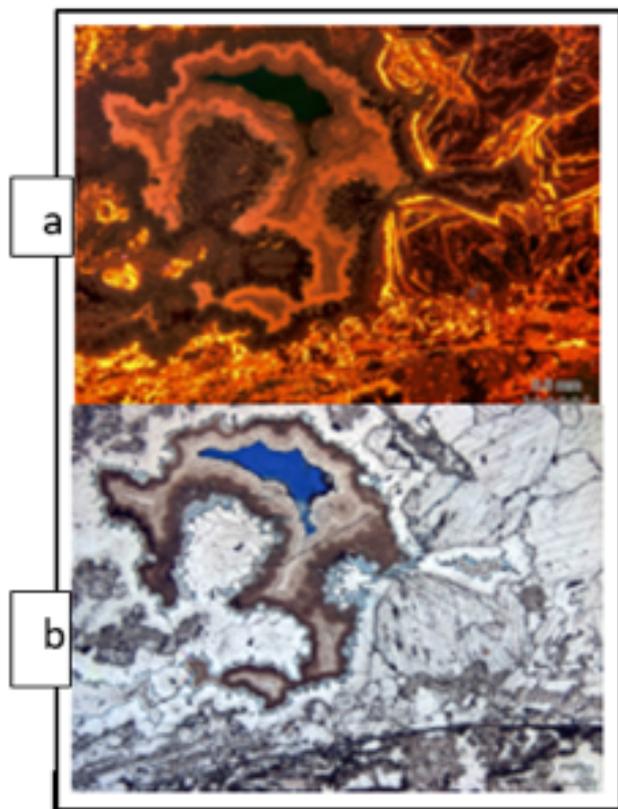


FIGURA 20. (a) Imagem de microfotografia de catodoluminescente e (b) de secção delgada a luz plana de uma amostra extraída 3320m, de um poço. Observa-se a calcite multifásica e os cimentos de chert/calcedônia.

A análise de microscopia de catodoluminescência mais detalhada e extensa e análises geoquímicas das fases de calcite e dolomite discretamente amostradas, fora do escopo deste estudo, são necessárias para determinar com precisão o número de fases e a ordem precisa de dolomitização hidrotérmica, silicificação e dissolução. Com base nos dados analisados, foram interpretados dez (10) eventos diagenéticos para a Formação Toca vista como se descreve:

- 1- Dissolução da dolomite sin-deposicional, formação da porosidade moldica maioritariamente, formação da porosidade Vuggy em menor escala;
- 2- Recristalização e oclusão pela calcite esparite e microsparite;
- 3- Soterramento raso menor compactação;
- 4- Início da fracturação (menor fracturação);
- 5- Dolomitização hidrotérmica;
- 6- Dissolução e formação de Vuggy por fluidos hidrotérmicos de profundidade;
- 7- Compactação stylolitização e fracturamento;
- 8- Dolomitização hidrotérmica;
- 9- Dissolução da dolomite;
- 10- Precipitação e substituição da chert

Para melhor compreensão foi realizada uma síntese de estudos separados feitos na Formação Toca incluído o estudo de Bassant & Preece de 2004, que apresentou as componentes para desenvolver modelos de reservatório preditivo, análise de conjuntos de fracturas, previsão da qualidade dos reservatórios a partir de atributos sísmicos. Tendo se notado que as fácies do tipo coquinas pelecípode são os principais reservatórios produtor da Toca e devem ser o foco dos esforços de exploração.

Assim constatou-se que as imagens sísmicas de baixa qualidade são um problema chave, na análise AVO (amplitude vers offset) não parece ser útil como discriminador de hidrocarbonetos; no entanto, há alguma resposta ao aumento da porosidade que é dependente da profundidade, visto que as variações na espessura da camada afectam a amplitude do empilhamento. Compreender as estruturas deposicional e diagenéticas, é importante na determinação do tipo porosidade de Vuggy na formação Toca (Francis et al., 2008).

O desenvolvimento da porosidade do tipo vuggy e a possível ligação com a exposição do fenómeno de carsificação foi determinada com a avaliação de formações ao calibrar os carotes com as diagrfias de imagem, e correlacioná-los, constituindo esta uma boa prática. Os principais resultados e observações foram:

- Desenvolvimento de um modelo diagenético para o reservatórios Toca com 5 fácies deposicionais identificadas, todas com potencial de reservatório, e 7 fácies diagenéticas, 5 das quais com vugs.
- Os vugs bem desenvolvidos estão associados à dolomite hidrotérmica e os vugs são mais bem desenvolvidos onde as falhas cruzam intervalos com alta porosidade e permeabilidade primárias, tipicamente no Toca Superior classificado por coquinas grainstones com presença de moluscos. Os registos (logs) de imagem como o formation microimager (FMI) e formation microscanner (FMS) podem ser cali-

brados com os dados de corotes em zonas com a presença de vuggy e são as melhores ferramentas para identificar zonas vuggy porque os registros convencionais têm uma resposta inconsistente em zonas vuggy.

- A identificação e distinção da dolomite sindeposicional e a dolomite hidrotermal foi realizada com a técnica de análise dos isótopos de carbono estável e isótopos de oxigénio presente nas amostras de corotes dos intervalos superiores e inferiores da Formação Toca. Como se pode notar a na figura 21 ao nível do Toca Inferior de uma determinada área da bacia do baixo Congo apresenta a dolomite hidrotermal ao passo que ao nível do Toca Superior a dolomite é sin-deposicional.

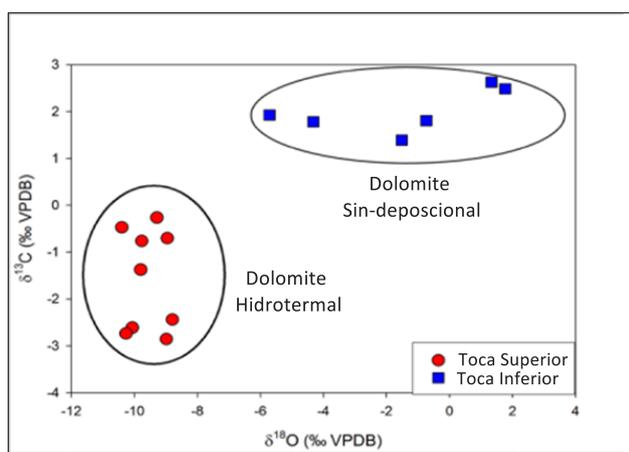


FIGURA 21. Representação de isótopos estáveis da formação Toca na Bacia marítima do Baixo Congo mostrando duas populações de dolomites. Modificado de Francis et al. (2008).

Na bacia do Kwanza

Ao caracterizar os reservatórios carbonatados ressaltou-se aos do tipo de carbonatos microbiolitos muito característicos no Aptiano Inferior - Barremiano (113-116,5Ma) descobertos no offshore águas profundas da bacia do kwanza (www.offshore-energy.biz/cobalt-makes-two-oil-discoveries-offshore-angola).

Algumas citações como a da Colbat (www.offshore-energy.biz/cobalt-makes-two-oil-discoveries-offshore-angola). Refere a complexidade dos reservatórios carbonatados do Pré-sal, nas descobertas de Cameia e Golfinho na Bacia do Kwanza mostram ser muito complexos. Esta complexidade é atribuída a um tipo de heterogeneidade presente nestes reservatórios relacionada com a presença de um enriquecimento em sílica nos amontoados (mounds) em parte dolomitizada, com uma matriz, a presença de Vugs e fracturas, que representa o impacto do geotermalismo e actividade vulcânica local com alto conteúdo de dióxido de carbono presente na descoberta de cameia, esta é uma das motivações importantes no interesse da caracterização e levantamento da complexidade destes reservatórios.

A complexidade reside na dificuldade de caracterizar as formas (geometrias) dos montículos (mounds) e a distribuição heterogénea da fácies, devido à qualidade da sísmica do pré-sal cujo imageamento ainda não é o desejado na representatividade geológica, por limitação tecnológica, a distribuição espacial e estrutural o que apresenta uma limitação a determinar e constitui um dos objecto de investigação na bacia do kwanza.

Isso torna muito complexo o entendimento dos parâmetros que impactam as avaliações estáticas e dinâmicas dos reservatórios, como distribuição de diagénese, a localização e continuidade de faixas de permeabilidade importante para o geólogo de reservatórios indicarem as zonas de barreiras e zonas de fácil extração dos hidrocarbonetos avaliando melhor os recursos existentes e estimativas de recuperação.

Finalmente, uma complexidade adicional é o facto de que existem muito poucos análogos, uma vez que os microbialitos ricos em sílica não estão extensivamente nas estruturas perfuradas do pré-sal.

Além dos carbonatados da Bacia do kwanza, esses tipos de reservatórios só foram encontrados no pré-sal das Bacias de margem conjugada no Atlântico, lado brasileiro. A figura 22 apresenta uma tentativa de descrição desta complexidade a partir dos dados de secções delgadas extraída de um carote na Bacia marítima do kwanza.

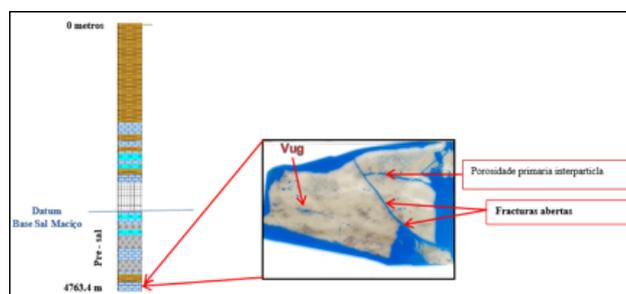


FIGURA 22. Representa uma microfotografia de amostra de secção delgada elaborada a partir de um Core ilustrando o tipo matriz Chert com baixa porosidade e permeabilidade, mas os poros abertos estão bem conectados devido as fracturas expostas passando a um bom potencial reservatório.

O caso exposto na figura 22 é apenas um exemplo do tipo de complexidade dos reservatórios aqui exemplificado, no entanto os trabalhos de avaliação de reservatórios em detalhe podem identificar outras, cuja o levantamento desta complexidade é crucial para o desenvolvimento de campos do pré-sal e levar a valorização económica.

Nste tipo de reservatório os domínios "conglomeráticos" podem ser acumulações de material microbiano quebrado (isto é, intraclastos). O arredondamento da partícula pode ser devido à morfologia inerente, em oposição à abrasão causada pelo retrabalhamento, transporte, sugerido pelo grau muito baixo de seleção ou classificação.

Os domínios sem estrutura são mais difíceis de interpretar. A lâmina ondulada rica em inclusões preservada dentro desses domínios pode ser de origem microbiana. Os reservatórios são potencialmente bons, mesmo que a porosidade e permeabilidade da matriz (chert) é baixa, mas os poros abertos estão bem conectados devido a fracturas expostas.

Paleogeografia dos carbonatos do Neocomiano – Barremiano (pré-sal) da margem angolana

A evolução do pré-sal na margem angolana foi interpretada mapeando os intervalos deposicionais estratigraficamente definidos como pacotes deposicionais das Bacias do Baixo Congo e Kwanza.

A integração dos dados de rochas e logs disponíveis com a informação extraída de relatórios geológicos de poços perfurados e informações estruturais ajudaram a compreender a influência da arquitetura do embasamento e as feições vulcânicas que se relacionam com os padrões de sedimentação característicos da região.

Em áreas com baixo aporte de sedimentos arenosos os sistemas lagunares do syn-rift transformaram-se em locais propícios para a deposição de carbonatos lacustrinos, onde blocos estruturais ou plataformas vulcânicas formaram altos estruturais intrabasais e ambientes lagunar de águas rasas formando-se acumulados carbonatos do tipo coquinas importantes reservatórios na fase tectónica do Syn-rift superior, objectos alvos de exploração e com recursos descobertos a exemplo da Formação Toca na bacia do Baixo Congo e os reservatórios carbonatos da Formação Cuvo na Bacia do Kwanza.

A iniciação da fase Sag caracterizando a evolução das bacias foi identificado na sismica como uma proeminente superfície regional que separa os altos de falhamentos dos grabens do syn-rift abaixo, e as bordas relativamente pouco e mesmo não falhada das bacias Sag acima. A mudança das geometrias do syn-rift versos as fases Sag não podem ser reconhecidas directamente a partir de dados de poços, assim a integração de dados como as superfícies rastreadas nas secções sísmicas, com dados sedimentológicos e estratigráficos sugerem que a base da fase Sag alcança-se ao atingir a base da biozona de Ostracodos e, portanto a fase Sag inferior corresponde a parte mais superior do pacote estratigráfico. A superfície base da Sag parece coincidir com a maior superfície regressiva reconhecida em parte nos poços da bordura e da plataforma, que se identifica próximo dos sistemas alimentadores dos arenitos. Existe também uma notável escassez de leitos vulcânicos nas bacias de tipo Sag, marcando o fim de um significativo rifteamento na margem angolana neste momento.

A ausência de acúmulos (mounds) microbianos significativos em algumas áreas, entretanto, sugere inadequadas condições do paleoambiente lagunar, provavelmente devido às profundidades da água serem muito rasas ou muito profundas. Por exemplo, no alinhamento vulcânico

do Sumbe é considerada muito superficial ou emergente devido ao alto volume de extrusões de basalto aqui presente e que podem ser comprovadas com dados de poços. Da mesma forma, nas partes da plataforma do sul da Bacia do Kwanza os dados de poços mostram uma predominância de fácies de carbonatos do tipo sabkha, sugerindo águas muito rasas ou condições emergentes ao longo da parte interna da zona de articulação ou inflexão (hinge zone) do Atlântico que retardou o desenvolvimento de amontoados (mounds) carbonatos microbianos (Sonangol EP/CoreLab, 2017).

Em algumas áreas, há evidência de actividade hidrotérmica contínua que resultou na dissolução local e/ou cimentação excessiva de sílica da fácies microbianas. Também em alguns poços, pensa-se que os fluidos quentes causaram a conversão do óleo colocado anteriormente em gás natural (Sonangol EP/CoreLab, 2017).

RESULTADOS E DISCUSSÃO

O processo de dolomitização hidrotermal parece ser crucial para o desenvolvimento de reservatórios carbonatadas em altas profundidades no pré-sal das Bacias marítima do Baixo Congo e do Kwanza, onde a cerca 4000 metros de profundidade a dolomitização foi importante na preservação das características permo-porosas dos carbonatos exibindo boas propriedades reservatórias.

A porosidade vugs foi observada em amostras de carotes de microbiolitos da Formação Cuvo na Bacia do Kwanza devido às secções hidrotermalmente dolomitizadas, existindo microvugs (micro cavernas), e vugs com dimensões que variam de milímetros (mm) para centímetros (cm).

Em algumas porções dos reservatórios Toca no Baixo Congo, acredita-se que houve períodos de múltiplas exposições aliados ao desenvolvimento da porosidade Vuggy, estas porosidades Vuggys actuaram como vias preferenciais para os fluidos hidrotermais e mais tarde preenchidos pelo próprio fluido do processo hidrotermal o que nem sempre aparece preservado e registrado nas próprias rochas.

Em comparação com a margem Brasileira (Formigli, 2008) estes reservatórios são localizados nos altos estruturais do embasamento, foram submetidos a rápida subsidência e carsificação, compreendendo alternâncias de camadas delgadas de carbonatos do tipo microbialitos, estromatólitos, coquinas e vulcaniclásticos. As fácies vulcaniclásticas presentes nos Carbonatos de Sag Brasil não foram descritas a partir dos carbonatos nas águas profundas da Bacia angolanas, no entanto, na Bacia do Kwanza, microbialitos siliciosos são descritos formando um reservatório poroso com características semelhantes às fácies carbonáticas equivalentes (Saller et al., 2016). Neste trabalho verificamos que os carbonatos mounds cherty dolostone na Bacia do Kwanza apresentam porosidades muito superior a ordem dos 49% e permeabilidades superior a 200 milidarcy sendo boas qualidades reservatórias.

Com a caracterização dos reservatórios carbonatados do pré-sal na margem angolana, baseado na interpretação de dados disponíveis, notamos que o conhecimento destes reservatórios é bastante limitado. Na Bacia do Kwanza ainda são poucos conhecidos, carecendo as bibliografias publicadas, a disponibilidade de dados e são considerados não explorados, existindo apenas descobertas de óleo e gás (www.offshore-energy.biz/cobalt), não existindo a produção efectiva destes reservatórios. Dada a relevância económica, ainda não se disponibilizou os dados de forma exaustiva para o total conhecimento académico, motivo de uma compreensão total pelo facto de que há necessidade do conhecimento mais profissionalizante e da sua comercialidade. No entanto aguardando-se em fases intermitente o intercâmbio académico para se expandir a possibilidade de mais investigações, levantamento de incertezas para a sua catalogação no conhecimento geológico geral. Na Bacia do Baixo Congo os carbonatos do pré-sal são conhecidos a um nível superior em relação aos da bacia do Kwanza pelo facto de haver produção petrolífera a nível da Formação Toca, na região de Cabinda, a exemplos dos campos de Kambala, Takula, Malongo e Livuite, e é de total compreensão pelo facto de que quando ocorre a produção, mais dados se adquirem e se levantam incertezas de vários tipos, com a elaboração dos modelos estáticos e dinâmicos nestes reservatórios. No entanto nesta bacia ainda se requer uma investigação mais exaustiva destes reservatórios para se conhecer de forma detalhada o seu potencial produtor e os recursos existentes.

É considerado reservatórios carbonatos complexos as rochas com porosidade inferior a 3% e permeabilidade inferior a 1mD (Aliya Mukhametdinova & Andrey Kazak et al., 2020), apesar de muitos esforços que se tem realizado no sentido de os tornar produtores.

Os carbonatos do pré-sal da margem angolana lhe é atribuído o futuro eminente da produção de hidrocarbonetos e o seu conhecimento no âmbito da geologia económica se reveste de grande importância para a economia de Angola.

CONCLUSÕES

A caracterização regional dos carbonatados do pré-sal nas Bacias marítimas do Baixo Congo e Kwanza a partir de dados de amostragens de poços (diagramas de poços, análise de carotes, interpretações petrográficas de secções delgadas), secções sísmicas regionais, permitiu distinguir os carbonatos reservatórios no pré-sal, os intervalos das propriedades petrofísicas, os impactos dos fluidos hidrotermais sobre os reservatórios descrevendo as suas qualidades como reservatórios.

Na margem angolana o intervalo pré-sal neocomiano-barremiano ao ante apciano ocorre dois tipos de carbonatos reservatórios classificados quanto a génese de carbonatos microbiolitos, representado na fase Sag e carbonatos do tipo coquinas, encontrado nos altos estruturais do emba-

samento cristalino. Estes carbonatos são designados de Formação Toca devido a sua extensão e distribuição na Bacia do Congo e fácies da formação Cuvo superior ou cinzento na Bacia do Kwanza.

Os melhores facies reservatórios nos carbonatos da Formação Toca correspondem as fácies de coquinas com porosidade média de 1 à acima de 18% e permeabilidade 1 à 4000 mD e atingir saturação de hidrocarbonetos acima de 42% .

Os reservatórios Toca são compostos essencialmente por minerais de dolomite syn-deposicional, calcite, esparite e microesparite, dolomite hidrotermal e chert de precipitação ao passo nos carbonatos da Sag na bacia do Kwanza são carbonatos microbiolitos enriquecido de sílex do tipo chert, dolomite hidrotermal, calcite e pirite, estes minerais constituem complexidade no desenvolvimento e performance dos reservatórios. A porosidade vug esta presente nos carbonatos reservatórios em ambas bacias e atribuem valores a qualidade dos reservatórios.

Os fácies carbonatos microbiolitos da fase Sag na Bacia do Kwanza apresentam uma porosidades de até 49% e permeabilidade de 20md - 500md e saturação de óleo acima de 50%. A complexidade reservatórias está ligada a presença do silicificação dos microbiolitos, devendo ser melhor investigados.

O fenómeno da dolomitização hidrotermal não deve ser considerado um processo exclusivamente porogenético; muitas vezes, a substituição metassomática de Mg e a formação de porosidade secundária poderiam destruir o sistema de poros primários e, portanto, muitos efeitos seriam poronecróticos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ANTUNES, M.T. (1964); *O Neocretácico e o Cenozóico do Litoral de Angola. Junta de Investigações do Ultramar, Lisboa, 212p.*
- [2] AZEVEDO, L. & SOARES, A. (2017) *Geostatistical Methods for Reservoir Geophysics*
- [3] BRANDÃO, M. (2003); *Bacias Sedimentares Angolanas; Curso de Geologia do Petróleo.*
- [4] BRICE, S.E., COCHRAN, M.D., PARDO, C., EDWARDS, A.D. (1982); *Tectonics and sedimentation of South Atlantic rift sequence: Cabinda, Angola. In: Watkins, J.S., Drake, C.L. (Eds.), Studies in Continental Margin Geology. American Association of Petroleum Geologists Memoir, pp. 5–18*
- [5] BASSANT & PREECE (2003); *Toca Reservoir Prediction for Exploration: Block 0 Angola*
- [6] DUVAL, B., CRAMEZ, C., JACKSON & M.P.A. JACKSON (1991); *Rafts Tectonics in the Kwanza Basin, Angola ; Marine and Petroleum Geology. Bureau of Economic Geology of the Texas University, Austin*
- [7] DUNHAM R.J. (1962); *Classification of carbonate rock . AAPG Memoir*
- [8] FLUGEL, E. (2004), (2010) *Microfacies of Carbo-*

nates Rocks

- [9] FRANCIS ET AL., (2008); *Depositional and Diagenetic Framework for Understanding Vuggy Porosity in the Toca Formation, Kambala Field*;
- [10] FRANCIS ET AL., (2008); *Diagenetic model for the Toca at Kambala field*
- [11] FRANCIS, ET AL., (2008) *Stable isotope data study showing two populations of dolomites.*
- [12] GUIRAUD, R. & MAURIN, J.C. (1992). *Early Cretaceous rifts of western and central Africa: an overview. Tectonophysics 213, 153–168*
- [13] SCHMOKER, J.W & HALLEY. (1982). *South Florida carbonates reservoir.*
- [14] KARNER, G.D. & DRISCOLL N.W. (1998). *Petroleum Geoscience of the west Africa – Salt tectonics and sedimentation in the Kwanza basin Angola (a), Rheology of deformation of the lithosphere at the continental margins (b), Tectonic setting of the Marnes-Noires/Falcão source rocks of the Congo and Angolan continental margins [abs.]. Am. Assoc. Petrol. Geol. Bull. 82, 1928 (c).*
- [15] LOMANDO, A.J., SCHREIBER, B.C., HARRIS, P.M. (1994) *Regional Distribution of Toca Carbonates and the Toca Reservoirs of Cabinda, Angola;*
- [16] JERRY, L.F. (1999). *Carbonate Reservoir Characterization, Un Integration Approach, Practical by Using Geostatistical and Petrophysical methods*
- [17] WASSON, M.S., SALLER, A., ANDRES, M., SELF, D., LOMANDO, A. (2012), *Lacustrine Microbial Carbonate Facies in Core from the Lower Cretaceous Toca Formation, Block 0, Offshore Angola; AAPG hedberg conference “microbial carbonate reservoir characterization” June 4-8, 2012 – Houston, Texas.*
- [18] SCHLUMBERGER WEC (1991); *Avaliação de Formações de Angola. Well Evaluation Conference.*
- [19] TEISSERENC, P. & VILLEMIN J. (1989). *Sedimentary basins of Gabon geology and oil systems. In: Edwards, J.D., Santogrossi, P.A., (Eds.), Divergent/passive margin basins: American Association of Petroleum Geologists Memoir 48, pp. 117–199.*

