

9º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



9º CONGRESSO
Brasileiro de P&D em
PETRÓLEO E GÁS

Maceió, AL
de 09 a 11 de novembro
2017

Realização:



ABPG
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE P&D EM
PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

ANÁLISE GEOLÓGICA E PRODUTIVA DAS BACIAS SERGIPE-ALAGOAS, CAMPOS (BRASIL) E CONGO (ÁFRICA)

AUTORES:

André Luiz de Oliveira Cezário¹; Thauana Nathália Alves Medeiros²; Zenilda Vieira Batista³; Nayra Vicente Sousa da Silva⁴

INSTITUIÇÃO:

¹Engenharia de Petróleo, Centro de Tecnologia, Universidade Federal de Alagoas, ²Engenharia de Petróleo, Centro de Tecnologia, Universidade Federal de Alagoas, ³Engenharia de Petróleo, Centro de Tecnologia, Universidade Federal de Alagoas, ⁴Engenharia de Petróleo, Centro de Tecnologia, Universidade Federal de Alagoas

ANÁLISE GEOLÓGICA-PRODUTIVA DAS BACIAS SERGIPE-ALAGOAS, CAMPOS (BRASIL) E CONGO (ÁFRICA)

Abstract

In the last years, the carbonate rocks gained prominence because of the discovery of Pre-Salt layer, especially the coquinas, for their difficult geological occurrence and presence in petroleum reservoirs that are located on the east border basins of Brazil, as well as west border basins of Africa. In this context, the present paper had as the main goal to make a comparative study between the coquinas of the Sergipe-Alagoas, Campos and Congo basins, in the Morro do Chaves, Coqueiros and Toca formations, respectively. Geological and productive aspects were evaluated through a qualitative and quantitative data survey. Throughout the research, a close correlation was pointed between the coquinas in the studied formations, having as a highlight important parameters that are favorable to the capacity and potentiality of fluid production, as is already occurring in carbonate reservoirs of Congo and Campos basins but is still so limited in the Sergipe-Alagoas basin.

Keywords: coquinas; sedimentary basin; geology; exploration-production

Introdução

A Bacia de Sergipe-Alagoas, localizada na margem continental da Região Nordeste do Brasil, limita-se ao norte pelo Alto de Maragogi, com a Bacia Pernambuco e, ao sul com a Bacia do Recôncavo pelo sistema de falha Vaza-Barris, compreendendo uma área de 36.000 km² (FEIJÓ, 1994). A Bacia de Campos localiza-se na margem continental da Região Sudeste brasileira (litoral norte do Estado do Rio de Janeiro e a sul do Estado do Espírito Santo), limitando-se ao norte pelo Arco de Vitória e, ao sul pelo Arco de Cabo Frio, com uma área de 100.000 km² (WINTER *et al.*, 2007). Já a Bacia do Congo, está situada entre a República do Congo e a zona central Angolana (Cabinda), possuindo uma área de cerca de 115.000 km² (PEREIRA, 2013).

Figura 1 - Mapa de localização das Bacias de Sergipe-Alagoas, Campos e Congo



Fonte: Thompson *et al.* (2015)

Devido aos processos tectônicos que dividiram o supercontinente Gondwana nas placas Sul-Americana e Africana, essas bacias compartilham, de modo geral, grandes semelhanças quanto à evolução tectônica e o registro sedimentar, sendo evidenciados nas três, os estágios de evolução tectônica-sedimentar: Rife (lago), Pós-Rife (golfo) e Drife (mar). Na Bacia de Sergipe-Alagoas, verifica-se também, os estágios de Sinéclise Paleozoica e Pré-Rife.

Com a descoberta do pré-sal as rochas carbonáticas ganharam uma grande importância. Atualmente, no Brasil, o pré-sal representa 31,5% da produção nacional total. Destacando-se neste grupo, as rochas carbonáticas lacustres por representar importantes reservatórios de hidrocarbonetos no Brasil, muitos dos quais estão relacionadas à coquinas (TAVARES, 2015).

A coquina é uma rocha sedimentar composta por acumulações de grãos ou fragmentos bioclastos que englobam fósseis de estrutura calcária, principalmente bivalves, depositados e acumulados por algum agente de transporte (SCHÄFER, 1972 *apud* CHINELATTO, 2013). Esse tipo de rocha é encontrado em algumas bacias brasileiras, como na de Campos (Formação Coqueiros) e na de Sergipe-Alagoas (Formação Morro do Chaves), além de outras regiões como na Bacia do Congo (Formação Toca), no continente Africano.

A Formação Morro do Chaves, pertencente a Bacia Sergipe-Alagoas, é composta por espessas camadas de coquinas. Esta formação representa o primeiro pulso tectônico do Rife, tendo como depósitos uma sequência de calcário, margas coquinóides e dolomitos, com intercalações clásticas (SCHALLER, 1969 *apud* CASTRO, 2006).

Na Formação Coqueiros, Bacia de Campos, Winter *et al.* (2007) identificaram grandes camadas de coquinas, chegando a formar espessas camadas porosas, acima de 100 m, denominadas barras de coquinas, depositadas em ambiente de alta energia, constituindo importantes reservatórios produtores de petróleo.

A Formação Toca representa o Sin-Rifte superior da Bacia do Congo, apresentando 300 m de espessura. Esta formação é constituída principalmente por calcário, dolomito, folhelhos e calcarenitos. Apresenta uma litologia variável composta por algas calcárias, coquinas de gastrópodes e bivalves (CHIMNEY, 1992 *apud* PAPATERRA, 2010).

Conforme afirma Nogueira *et al.* (2003), a importância da analogia das coquinas da Formação Morro do Chaves com as coquinas da Formação Coqueiros e Formação Toca, está no fato que ambas formações representam a deposição do mesmo tipo de sedimento (coquinas) depositado no mesmo intervalo de tempo (Barremiano-Aptiano).

Este trabalho tem como objetivo fazer uma caracterização da estrutura geológica, sedimentológica e estratigráfica, bem como das propriedades dos fluidos e das rochas, de modo, a estudar as condições geológicas e produtivas das coquinas presentes nas Bacias de Sergipe-Alagoas, Campos e Congo e, com isso, analisar a potencialidade petrolífera de alguns campos produtores.

Metodologia

A metodologia empregada neste trabalho consiste em uma pesquisa teórica, com levantamento de informações qualitativas e quantitativas, e posterior produção de síntese textual, de forma a atingir a proposta desse estudo.

A primeira fase consistiu num levantamento qualitativo, por meio de revisão bibliográfica de trabalhos sobre as bacias estudadas, com o intuito de compreender sua configuração geológica e descrever seu arcabouço estrutural e estratigráfico. A fase seguinte corresponde à identificação das variáveis de interesse do ponto de vista geológico e produtivo. Sob o enfoque geológico, foram estudadas as formações de coquinas (nas unidades Morro do Chaves, Coqueiros e Toca) em cada uma das bacias e caracterizadas quanto às propriedades de fluido e petrofísicas, através das informações de porosidade e permeabilidade.

Na análise de dados para estudo petrofísico, foi utilizado como padrão a classificação proposta pela *Petroleum Geoscience Technology* (PGT) que estabelece intervalos de valores para porosidade e permeabilidade das rochas. Qualificando, permeabilidade de baixa, regular, boa, muito boa e excelente; e porosidade de insignificante, pobre, regular, boa, ou muito boa.

Quanto aos aspectos técnicos e produtivos, foram identificados os principais campos produtores, sendo realizada uma descrição das características de cada campo, com base nas seguintes variáveis: nome do campo de produção; ano de descoberta; ano de início da produção; local de exploração; tipo de reservatório; OOIP (volume original); profundidade; grau API; mecanismo de produção; e recuperação secundária. Além disso, foram levantados dados sobre histórico do volume de óleo (em bbl) e gás (em Mm³) produzidos por dia em cada um dos campos.

Resultados e Discussão

Análise geológica e propriedades de fluido

A partir da compilação de dados referentes ao arcabouço estrutural e estratigráfico das bacias Sergipe-Alagoas, Campos e Congo, foi possível reconhecer a configuração geológica das formações Morro do Chaves, Coqueiros e Toca. Verificando-se uma grande similaridade na estratigrafia e nos processos deposicionais dessas unidades geológicas, que, em geral, datam do Barremiano-Aptiano, são de ambiente lacustre e representam a fase Rifte das bacias analisadas.

As rochas geradoras das formações são compostas principalmente por folhelhos escuros, ricos em matéria orgânica. Neste contexto, destacam-se os folhelhos da Formação Morro do Chaves, os quais ocorrem na porção inferior da unidade e são constituídos por matéria orgânica de alta qualidade, rica em hidrogênio e pobre em oxigênio, sendo a melhor matéria orgânica para a geração de hidrocarbonetos líquidos e gasosos. Na Formação Coqueiros são encontradas coquinas de alta energia nos altos estruturais sin-deposicionais, com fácies de folhelhos e margas ocupando as áreas mais baixas (DIAS *et al.*, 1998 *apud* LOPES, 2004). Na Bacia do Congo, a matéria orgânica é constituída por tipos mistos de querogênio dos tipos I e III, presentes em folhelhos (representando a fase rifte inicial), e o tipo I, ocorrendo nas margas e representando a fase final do rifte (HARRIS *et al.*, 2004).

Estudos petrofísicos de porosidade e permeabilidade

Os dados de porosidade e permeabilidade das Formações Coqueiros (Bacia de Campos - Brasil) e Toca (Bacia do Congo - África) apresentam uma boa descrição na literatura, com estimativas pontuais adquiridas ao longo dos anos, através de estudos e pesquisas desenvolvidas nessas áreas, seja por pesquisadores, empresas ou órgãos do setor petrolífero.

Na Formação Toca, as rochas carbonáticas têm porosidades entre 16% e 20% (DALE *et al.*, 1992) e localmente têm permeabilidades tão elevadas como 600 mD (BROWNFIELD & CHARPENTIER, 2006). Dados fornecidos pelos Sumários Executivos da ANP de 2009 a 2016, dos campos de produção de Pampo e Linguado trazem informações de porosidade e permeabilidade de carbonatos (coquinas) da Formação Coqueiros. O Campo de Linguado possui uma porosidade média de 10% e permeabilidade média de 50 a 250 mD, enquanto no de Pampo, os carbonatos apresentam porosidade média entre 10 e 25% e permeabilidade variando de 250 a 1000 mD.

Os estudos petrofísicos na Formação Morro do Chaves ainda são incipientes, o que dificulta o levantamento quantitativo de porosidade e permeabilidade. Nessa conjuntura, a partir de levantamentos bibliográficos foram determinados os valores médios das variáveis (porosidade e permeabilidade).

Chinelatto (2013) propõe em seu trabalho, uma estimativa das características petrofísicas na Formação Morro do Chaves, por meio da análise de imagens digitais de amostras de rochas e lâminas delgadas de coquinas. Sua metodologia consiste na análise fotográfica por binarização da imagem que separa os poros dos grãos, cimento e matriz, determinando assim a porcentagem do meio poroso e posteriormente, a aplicação de equações para medição de permeabilidade.

Para obtenção dos valores de porosidade e permeabilidade, o autor utiliza o software *Imago* 2.5, que possibilita a modelagem de meios porosos e simulação de fluxos a partir de uma imagem binarizada. O cálculo da porosidade, teve como base a equação que divide o número total de pixels representando os poros, dividido pelo total de pixels da imagem.

Na determinação da permeabilidade K , definida pela lei de Darcy, o software utiliza um Sistema de percolação multiescala (SPME), no qual assume-se um domínio cúbico, onde cada poro em cada escala i do SPME possui uma permeabilidade K_i , avaliada considerando-se localmente um escoamento de Poiseuille. Um sítio (poro da classe i de diâmetro) tem na sua representação em SPME em uma seção quadrada de lado d_i , assim assume-se um escoamento de Poiseuille de tal forma que a sua permeabilidade elementar seja tomada pela equação:

$$K_i = \frac{d_i^2}{28.4}$$

Concluído o cálculo das permeabilidades para os n sítios, o software realiza uma normalização, resultando na permeabilidade final (FERNANDES, 2002 *apud* CHINELATTO, 2013).

A partir da metodologia adotada, o autor obteve respostas variáveis de acordo com as amostras. Assim, consideremos os resultados médios desta análise em um espaço amostral de 23 amostras, sintetizadas na Tabela 1, abaixo:

Tabela 1 – Porosidade e permeabilidade na Fm. Morro do Chaves estudos de Chinelatto (2013)

Porosidade		Permeabilidade	
Média (%)	Variação das amostras	Média (mD)	Variação das amostras
9,644348	1,55 a 22,46	749,6365217	1,98 a 6027,12

Fonte: Chinelatto (2013)

Estrella *et al.* (2015) descreveram uma caracterização das propriedades petrofísicas (porosidade e permeabilidade) das coquinas da Formação Morro do Chaves em um intervalo delimitado. As análises de porosidade foram realizadas pela técnica de expansão a gás e a permeabilidade pela técnica de decaimento de pressão instável. Os resultados obtidos neste trabalho apresentam uma porosidade que varia de 10% a 19%; foram subdivididos em dois grupos de amostras: um de baixa permeabilidade, com valores abaixo de 10 mD e porosidade abaixo de 12%; e outro grupo com alta permeabilidade, estando entre 40 e 1392 mD e porosidade entre 13% e 19% (Tabela 2).

Tabela 2 – Porosidade e permeabilidade na Fm. Morro do Chaves estudos de Estrella *et al.* (2015)

Grupo	Porosidade (%)	Permeabilidade (mD)
1	Abaixo de 12	Abaixo de 10
2	Entre 13 e 19	Entre 40 e 1392

Fonte: Estrella *et al.* (2015)

A Tabela 3 abaixo traz uma síntese dos dados petrofísicos das formações em estudo obtidos pela revisão da literatura, levando em consideração as variações médias de cada formação:

Tabela 3 - Permoporosidade das rochas nas formações estudadas

Formação/Bacia	Porosidade (%)	Permeabilidade (mD)
Morro do Chaves / Sergipe-Alagoas, Brasil	10 - 19	40 - 1392
Coqueiros / Campos, Brasil	10 - 25	50 - 1000
Toca / Congo, Angola	16 - 20	600

Fonte: Sumários executivos da ANP de 2009 e 2014; Brownfield & Charpentier (2006); Chinelatto (2013) e Estrella *et al.* (2015)

De acordo com a classificação definida pela PGT (*Petroleum Geoscience Technology*) e tomando como base as propriedades permo-porosas estabelecidas na Tabela 3, a seguir apresenta-se uma classificação e qualificação das formações estudadas.

A porosidade na Formação Morro do Chaves qualifica os reservatórios da formação entre pobre (5% - 10%), regular (10 – 15%) e bom (15% - 20%), sendo as duas últimas mais significativas que a primeira, dado o intervalo de 10 a 19%. A permeabilidade é variável, chegando a valores de até 6027,12 mD (CHINELATTO, 2013). Contudo, considerando os resultados de Estrella *et al.* (2015), que mostra valores de 40 a 1392 mD, a permeabilidade dos reservatórios Morro do Chaves pode ser classificada como boa (10 – 100 mD) a muito boa (100 – 1000 mD).

Na Formação Coqueiros, parâmetros do Campo de Linguado e Pampo trazem porosidades médias de 10 a 25 %, considerada como regular a muito boa (acima de 20%). E, por fim, a Formação Toca apresenta, segundo Brownfield & Charpentier (2006), porosidades de 16 a 20%, avaliada como regular a boa, e permeabilidade média de 600 mD, que é avaliada como muito boa.

Com base nesses resultados, destacam-se parâmetros favoráveis para a capacidade e potencialidade de produção de fluidos, como já ocorre em reservatórios carbonáticos na Bacia do Congo (Campo de Takula) e de Campos (Badejo, Linguado e Pampo), mas que ainda são poucos na Bacia de Sergipe-Alagoas. Particularmente, os estudos petrofísicos na Formação Morro do Chaves denotaram potencial capacidade como reservatório nas coquinas, considerando a porosidade de regular a boa e permeabilidade de boa a muito boa. Assim, pode-se perceber a coerência nas propriedades petrofísicas entre as bacias analisadas, sobretudo, a porosidade. Essa correlação reforça a gênese e configuração geológica similar dessas bacias, bem como a correlação das formações geológicas estudadas.

Exploração e produção dos campos

Na Tabela 4, foi realizada uma síntese de informações técnicas dos principais campos produtores, destacando-se as seguintes variáveis: ano de descoberta, início da produção, local da exploração, tipo de reservatório, OOIP (volume inicial), profundidade, grau API e mecanismo de produção.

Tabela 4 – Caracterização dos campos produtores

Campo	Descoberta	Início da produção	Local da exploração	Tipo de reservatório	OOIP (MMbbl)	Profundidade (m)	Grau API	Mecanismo de produção
Badejo	1975	1981	Offshore	Óleo	116	90-3500	30°	Gás em solução e influxo de água
Linguado	1978	1981	Offshore	Óleo	550	100-2700	29°- 32°	Gás em solução e influxo de água
Pampo	1977	1980	Offshore	Óleo	1779,95	200	20°- 30°	Gás em solução e influxo de água
Furado	1968	1969	Onshore	Óleo	87,95	1289-1312	39°	Gás em solução, capa de gás e influxo de água
Takula	1971	1979	Offshore	Óleo	1600	50-75	34°	Gás em solução e Capa de gás

Fonte: Sumários executivos da ANP de 2016 (Campos de Furado/Linguado/Pampo); Harrison *et al.* (1987); Dale *et al.* (1992); e Lopes (2004).

Analisando algumas destas variáveis, pôde-se constatar que os campos em sua maioria são maduros, com mais de 30 anos de produção em áreas *offshore* de baixa profundidade, exceto, o Campo de Furado que tem cerca de 50 anos de produção em uma área *onshore*, sendo o mais antigo dos campos.

Comparando-se o *volume in place*, observa-se que o campo de Pampo é superior aos demais, em razão de seu ambiente deposicional que é composto por uma variedade de fácies carbonáticas de alta permeabilidade, depositadas em ambientes de água rasa. Quanto ao grau API, o Campo de Furado apresenta maior valor, quando comparado aos demais, sendo o óleo classificado como leve, consequentemente agregando maior valor ao produto final. Já os campos de Linguado, Badejo, Pampo e Takula, estes têm uma densidade menor e são classificados como leve-médio, médio, médio-pesado e leve, nesta ordem.

Todos os campos utilizam o mecanismo de produção de gás em solução que, em geral, caracteriza-os como reservatórios de óleo. Em alguns campos, também é utilizado influxo de água, indicando reservatório de gás, como ocorre nos campos de Badejo, Linguado, Pampo e Furado.

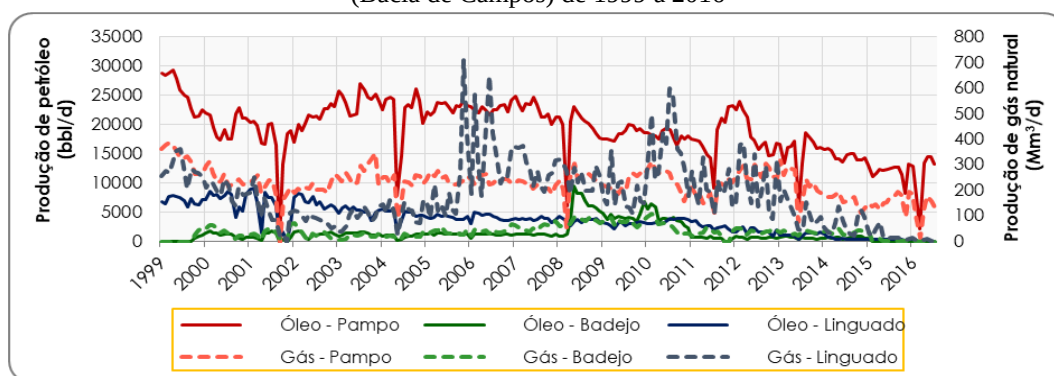
Histórico produtivo de petróleo e gás

Com base no histórico produtivo de óleo e gás na Bacia de Campos, de 1999 a 2016 (Gráfico 1), verifica-se que a produção de petróleo decresceu na última década. Os maiores volumes diários

correspondem ao Campo de Pampo, com uma produção média de 19.245 bbl/d, seguido de Linguado, com 3.685 bbl/d e Badejo, com 1.525 bbl/d. Atualmente, esses dois últimos campos têm operado com volumes baixos, cerca de 41 e 265 bbl/d no primeiro semestre de 2016, podendo, futuramente acarretar na inviabilização econômica da produção. Embora os maiores volumes de produção sejam do Campo de Pampo, este não possui nenhum mecanismo de recuperação secundária, segundo a ANP (2016). Desta forma, é provável que nos próximos anos seja estabelecido algum tipo de mecanismo para recuperação de volumes de óleo neste reservatório. Apesar das baixas produtivas, estes campos ainda têm uma posição de relevância na produção da Bacia de Campos e nas contribuições para o pré-sal.

No que se refere à produção de gás natural, os campos de coquinas apresentam boa produção diária. Sendo mais regular, com uma produção média de 226 Mm³/d no Campo Pampo, 181 Mm³/d em Linguado e 38 Mm³/d em Badejo. Novamente, o Campo de Pampo aparece como o maior produtor, qualificando-o como o mais prolífico em óleo e gás.

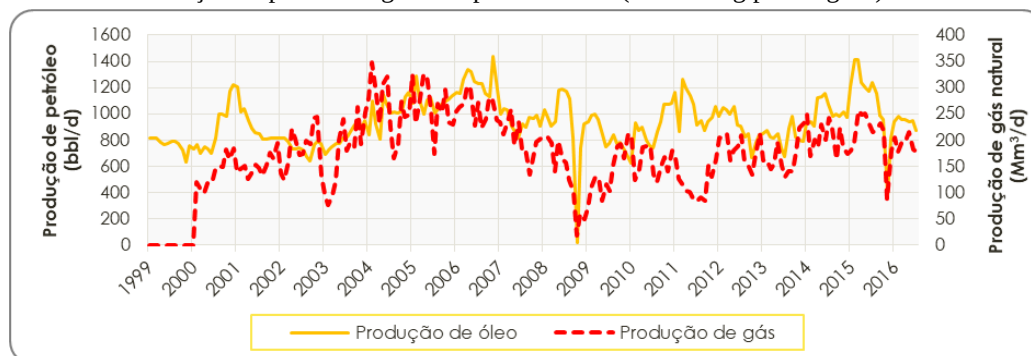
Gráfico 1 - Comparativo entre o histórico produtivo de petróleo e gás dos campos de Pampo, Badejo e Linguado (Bacia de Campos) de 1999 a 2016



Fonte: Elaborado pelos próprios autores (2016)

Os dados de produção da Bacia de Sergipe-Alagoas no Campo de Furado, de 1999 a 2016, estão representados no Gráfico 2. É possível observar que a produção média de 938 bbl/d de óleo neste campo, é menor que os da Bacia de Campos. Porém, no primeiro semestre de 2016, o campo de Furado teve uma produção de 950 bbl/d, bem superior ao dos campos de Badejo e Linguado, que juntos, operaram com 306 bbl/d, no mesmo período, indicando boa longevidade de produção no campo e contribuindo para os volumes de óleo produzidos em Alagoas. O volume de gás natural é bom, com uma média de 184 Mm³/d, perdendo apenas para o Campo de Pampo, se comparado aos produtores da Bacia de Campos.

Gráfico 2 – Produção de petróleo e gás Campo de Furado (Bacia Sergipe-Alagoas) de 1999 a 2016

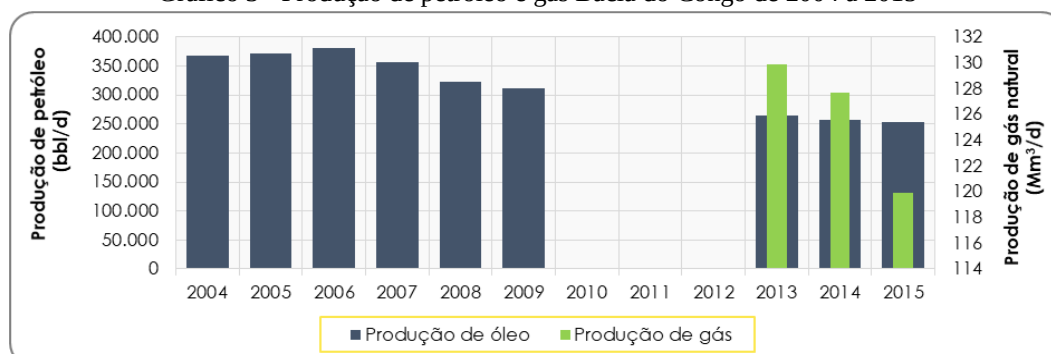


Fonte: Elaborado pelos próprios autores

A produção de óleo da Bacia do Congo, no Campo de Takula, apresenta um volume expressivo, atingindo, segundo a Chevron, uma meta de produção de 1 bilhão de barris de petróleo, estimando-se que seja viável comercialmente por mais 40 anos, no mínimo. Analisando o período de produção de

2004 a 2015 (2010-2012 não foram publicados nem pela Sonangol, nem pelo Ministério dos Petróleos), verifica-se uma alta produção neste bloco, variando de 250.000 a 380.000 bbl/d (Gráfico 3). Em relação à produção de gás natural, nos últimos três anos, observa-se baixos volumes de gás, face aos altos índices de óleo produzidos, caracterizando o reservatório como sendo de óleo.

Gráfico 3 - Produção de petróleo e gás Bacia do Congo de 2004 a 2015



Fonte: Elaborado pelos próprios autores a partir de dados da Ministério dos Petróleos e Sonangol (2016)

Conclusões

O estudo das coquinas possibilitou neste trabalho, o levantamento de informações geológicas, petrofísicas, exploratórias e produtivas acerca destas rochas no Brasil e na África, contribuindo para o setor com dados recentes dos reservatórios e campos de produção.

As correlações geológicas, sedimentológicas, estratigráficas e petrofísicas entre as coquinas nas formações estudadas, reforça a possibilidade de ocorrência mais expressiva de reservatórios de óleo nas coquinas da Formação Morro do Chaves, visto que, isto ocorre nas formações Coqueiros e Toca, onde são encontrados importantes campos produtores de petróleo.

De forma complementar, os estudos petrofísicos na Formação Morro do Chaves denotam potencial capacidade e potencialidade de produção de fluidos nas coquinas, considerando a porosidade de regular a boa e permeabilidade de boa a muito boa. Tendo como base os resultados descritos por Chinelatto (2013) e Estrella *et al.* (2015), através da análise de imagens digitais de amostras de rochas e expansão a gás/decaimento de pressão instável, respectivamente.

É importante ressaltar que trabalhos futuros, com análises mais aprofundadas acerca das coquinas da Formação Morro do Chaves (Bacia Sergipe-Alagoas), através de estudos em campo (levantamento sedimentológico), petrográfico e simulação de reservatórios, a fim de delinear uma linha de pesquisa para descoberta de novos campos de hidrocarbonetos no pré-sal de Alagoas, serão realizados.

Agradecimentos

Às orientadoras Prof^a. Dr^a. Zenilda Vieira Batista e Prof^a. Dr^a. Nayra Vicente Sousa da Silva, pela orientação, apoio e confiança, essenciais para realização deste trabalho.

Referências Bibliográficas

ANP- Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustível, Sumário Executivo do Campo de Furado. Plano de Desenvolvimento, 2016. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?dw=81775>>. Acesso em: 01/10/2016. ANP, Sumário Executivo do Campo de Pampo. Plano de Desenvolvimento, 2016. Disponível em: < www.anp.gov.br/wwwanp/?dw=81133 >. Acesso em: 17/09/2016.

ANP, Sumário Executivo do Campo de Linguado. Plano de Desenvolvimento, 2016. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?dw=81802>>. Acesso em: 17/09/2016.

BROWNFIELD, M.E., and CHARPENTIER, R.R.; **Geology and total petroleum systems of the West Central Coastal Province (7203), West Africa**; 2006, U.S. 2207-B, 52 p.

CASTRO, Joel Carneiro de. **Evolução dos conhecimentos sobre as coquinas-reservatório da Formação Lagoa Feia no trend Badejo-Linguado-Pampo, Bacia de Campos**. Geociências, v. 25, n. 2, 2006.

CHINELATTO, Guilherme Furlan. **Caracterização permo-porosa a partir da análise de imagens das coquinas da Formação Morro do Chaves, Bacia de Sergipe-Alagoas, Brasil**. Campinas (SP), Dezembro de 2013.

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: AAPG Memoir 54. AAPG, Tulsa, Oklahoma, USA, pp. 197–215, 1992.

ESTRELLA, Rayana et al. **Variação Da Porosidade E Da Permeabilidade Em Coquinas Da Formação Morro Do Chaves (Andar Jiquiá), Bacia De Sergipe-alagoas**. Simpósio De Geologia Do Sudeste, 14, 2015, Campos do Jordão. Anais do 14º Simpósio de Geologia do Sudeste. Eletrônico. Sociedade Brasileira de Geologia - Núcleo São Paulo, 2015. Disponível em: <http://www.sp.sbggeo.org.br/SBG-SP/Eventos_files/ANAIS-GEOSUDESTE-2015-completo.pdf>. Acesso em: 17/09/2016.

FEIJÓ, F.J. 1994. **Bacia de Sergipe–Alagoas**. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, 8(1):149-161.

HARRIS, Nicholas B. et al. **The character and origin of lacustrine source rocks in the Lower Cretaceous synrift section, Congo Basin, west Africa**. v. 88, n. 8, p. 1163-1184, 2004.

HARRISON, C. J; CARDOSO, C.; LOPES, J. R.; **Takula oil field, offshore Cabinda, Angola, West Africa**. SEG Technical Program Expanded Abstracts 1987: pp. 405-406.

LOPES, M. N., 2004. **Caracterização Geológica da Província Petrolífera de Campos**. [Tese] Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE. Rio de Janeiro. CXCVI, 196 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ, M.Sc., Engenharia Interdisciplinar, 2004).

NOGUEIRA, M. S.; LEMOS, V.B.; S. TERRA, G. J.; As “coquinas” do membro Morro do Chaves, cretáceo inferior da bacia de alagoas, e seu potencial para reservatório de petróleo. In: 2º Congresso Brasileiro P&D em Petróleo e Gás. Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2003.

PAPATERRA, Guilherme Eduardo Zerbinatti. **Pré-Sal: conceituação geológica sobre uma nova fronteira exploratória de petróleo no Brasil**. Dissertação (Mestrado em Geologia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Programa de Pós-graduação em Geologia, 2010.

PEREIRA, A. M. S. **Implementação dos estatísticos LISA como atributo sísmico: Aplicação a um caso não estacionário de um reservatório de hidrocarbonetos em canais de areia**. 2013. 76. Mestrado em Geologia Aplicada Hidrogeologia - Universidade de Lisboa, Portugal, Lisboa, 2013.

PETROLEUM GEOSCIENCE TECHNOLOGY. **Geologia do Petróleo**. Disponível em: <http://albertowj.files.wordpress.com/2010/03/geologia_do_petroleo.pdf> Acesso em: 20/08/2016.

TAVARES, Ana Carolina et al. **Análise de fácies nas coquinas da Formação Morro do Chaves, Bacia de Sergipe-Alagoas, sob enfoque tafonômico e composicional**. *Braz. J. Geol.* [online]. 2015, vol.45, n.3, pp.415-429. Epub Sep 08, 2015. ISSN 2317-4889. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S231748892015000300415&lng=en&tlng=en>. Acesso em: 19/09/2016.

THOMPSON, D.L.; Stilwell, J.D.; Hall, M. **Lacustrine carbonate reservoirs from Early Cretaceous rift lakes of Western Gondwana: Pre-Salt coquinas of Brazil and West Africa**. Gondwana Research, Australia, 2015.

WINTER, W. R.; JAHNERT, R. J.; FRANÇA, A. B., Bacia de Campos, **Boletim de Geociências da Petrobras**, v. 15, n. 2, Rio de Janeiro, maio/novembro, 2007, p. 511-529.