

AS CAUSAS DE INSUCESSO DO POÇO NAYOME-1, NO PRÉ-SAL DA BACIA MARÍTIMA DO KWANZA

Autor (1) Aguinaldo Tavares Coelho; Co-autor (Micas Azarias Gotine); Co-autor (2); Co-autor (3);
Orientador (Fabio J. Esper)

centro universitário Estácio de Sá SP
aguinaldocoelho418@yahoo.com

Resumo: A bacia do Kwanza tem sido alvo de novos estudos devido à nova temática de pesquisa do pré-sal, após confirmada a prosperidade desta unidade estratigráfica no continente Sul Americano (Brasil), tornando-se assim um dos grandes desafios da indústria petrolífera Angolana. Este trabalho teve como objetivo analisar qualitativa e quantitativamente o potencial do sistema petrolífero no Pré-sal da bacia marítima do Kwanza na área Rosa, e quais foram as causas de insucesso do poço Nayome-1, usando para isso dados geológicos e geofísicos (ex. diagrfias de poços vizinhos, dados sísmicos em profundidade e etc...), inseridos nos *softwares* da *Landmark* (*Seiswork, Power View e Decision Space*), numa área de 697 km². Baseando-se nos dados dos poços vizinhos e nas informações análogas disponíveis, foi feita a análise qualitativa de risco obtendo-se uma hipótese de sucesso 20%. Confiante da existência de reservatório com estrutura contendo hidrocarbonetos estimou-se o volume de óleo existente na mesma que varia de ~100 á 370 mmbo (recurso), com possibilidade de extração de ~20 á 150 mmbo (reservas). Tendo em conta o resultado da hipótese de sucesso e do volume de óleo existente na estrutura conclui-se que a mesma apresenta um bom potencial petrolífero, na qual propôs-se a perfuração de um poço. Os resultados da perfuração demonstraram que o sistema petrolífero funcionou, mas que a quantidade de hidrocarbonetos não foi suficiente para ser considerado economicamente viável, devido aos altos custos relacionados com o processo de desenvolvimento de campos e de operações de prospectos do pré-sal (muitos profundos e requerem novas tecnologias)

Palavras-chave:insucesso de poço nayome-1, hidrocarboneto e pré –sal

INTRODUÇÃO

A maior fonte de energia no mundo, até aos dias de hoje, ainda deriva da exploração de hidrocarbonetos, por essa razão, a sua exploração tem sido cada vez mais exaustiva, surgindo assim a necessidade de se conhecer novos reservatórios com bom potencial petrolífero em ambientes deposicionais do pré-sal.

Neste sentido, há necessidade de se descobrirem novas oportunidades de exploração da indústria petrolífera angolana, baseando-se na gênese que apresenta algumas semelhanças entre as bacias de Campos, Espírito Santo e Santos do pré-sal do Brasil.

O presente trabalho foi estruturado em três (3) fases distintas:

- A primeira fase baseou-se no enquadramento geológico regional da bacia do Kwanza.
- A segunda fase foi dedicada ao estudo de fácies carbonatadas do pré-sal da bacia do Kwanza (Barremiano superior-Apciano inferior).
- A terceira fase consistiu na avaliação do potencial petrolífero, a interpretação dos elementos, a integração dos dados, confirmação com a perfuração do poço e análise qualitativa e quantitativa dos resultados obtidos.

METODOLOGIA

foram as causas de insucesso do poço Nayome-1 no pré-sal da bacia marítima do Kwanza.

Analisando e confirmando os procedimentos e técnicas usadas para confirmar o sucesso no pré-sal da bacia marítima do Kwanza com a perfuração de poços, tendo em conta as novas descobertas de reservatórios carbonatados contendo quantidades de hidrocarbonetos na bacia marítima do Kwanza no pré-sal, assim sendo propôs-se uma análise qualitativa e quantitativa do potencial do Prospecto Nayome-1, e identificar quais foram as causas de insucesso do poço Nayome-1 no pré-sal, da bacia marítima do Kwanza. Usando os seguintes parâmetros:

Identificação e interpretação sísmica dos principais marcadores geológicos e

Com base aos dados geológicos, geofísicos e a sísmica 3D em profundidade, de poços vizinhos e do poço Nayome-1, poderemos saber quais foram as causas de insucesso do Nayome-1 do pré-sal.

Origem e Evolução Tectono-Sedimentar

As bacias sedimentares da orla costeira angolana estão geneticamente relacionadas com a abertura do Atlântico Sul, devido à divisão do continente Gondwana.

A evolução tectônica e sedimentar destas bacias resultou, numa fase inicial, da movimentação das placas tectônicas que provocaram a fraturação do super continente Gondwana. Estes movimentos estiveram na base da separação dos continentes Africano e Sul-americano e que ainda se reconhecem nos dias de hoje devido ao aumento progressivo do afastamento dessas placas.

Esta separação teve início no jurássico superior a aproximadamente 145M.a (Titoniano), período em que a placa africana foi submetida a esforços distensivos que levaram à abertura do rifte, ao

longo das zonas crustais estruturalmente mais frágeis (Alagoa, et al 1991; Baptista, 1991; Brandão, 2003).

A evolução destas bacias ocorreram, segundo vários episódios tectônicos, cada um deles com uma estratigrafia e um estilo estrutural próprio (Fig.1).

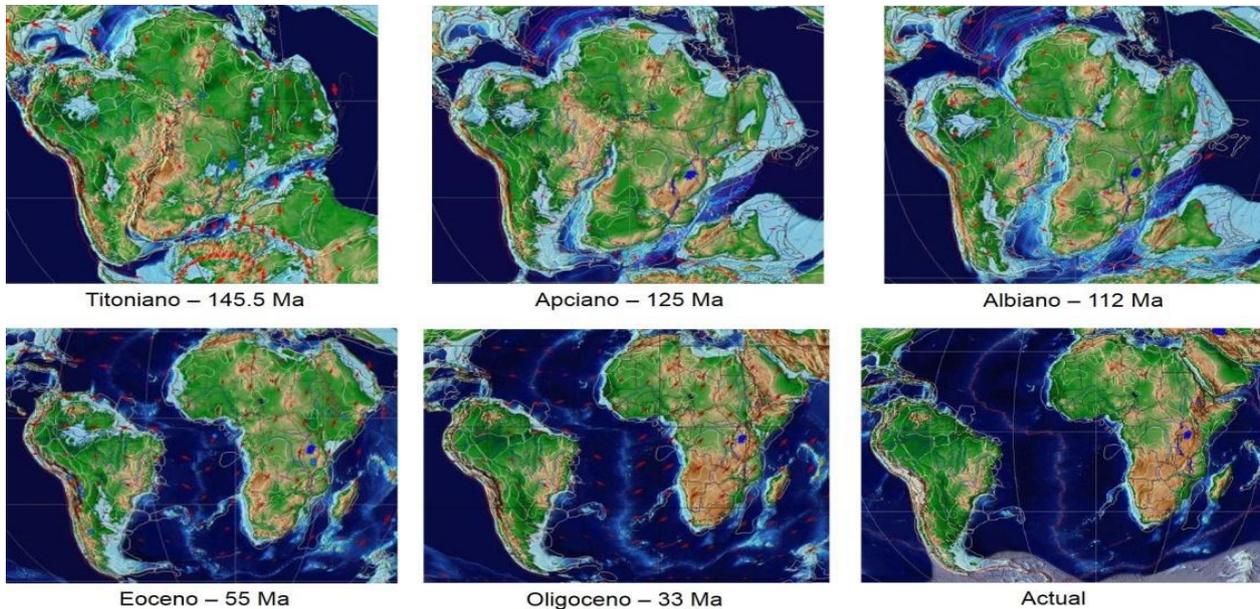


Figura 1: Mapa Pale o geográfico representando a separação dos continentes Africano e Sul-Americano (Scotese at al, 2007,modificado).

As costas de Angola e do Brasil sofreram extensões continentais durante o Neocomiano ao Barremiano, ao longo deste mesmo período de tempo a cordilheira de Walvis a crosta continental a norte sofreu distensões e adelgaçou-se dando então origem as bacias da orla costeira de Angola e do Brasil. As mesmas variam de tamanho, profundidade bem como o pacote de sedimentos encontrarem-se relacionadas de maneira direta com as condições geotectônica em que se formaram. Assim sendo, pode-se dizer que a evolução tectono-sedimentar das bacias da orla costeira Angolana, segundo o modelo de Henry et al 1998, tem sido subdividida em quatro fases: Pré-Rift, Syn-Rift, Pós-Rift e Subsidência Regional (Brandão, 2003; Baptista, 1991).

Os diferentes eventos tectônicos, a que a bacia do Kwanza esteve sujeita ao longo da sua evolução, produziram algumas configurações estruturais, o que permitiu a formação de séries sedimentares, os quais repousam sobre o soco Pré-câmbrico, este último constituído por rochas magmáticas e metamórficas.

As séries sedimentares compreendem três sequências distintas: sequência pré-sal, sal e pós-sal (Fig.2) (Alagoa, et al 1991; Baptista, 1991; Brandão, 2003

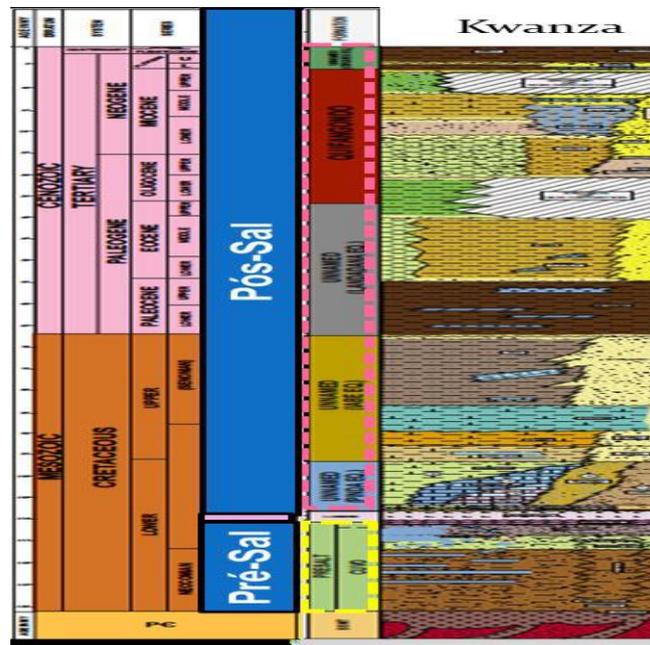


Figura 2 : Ilustração da coluna estratigráfica da bacia do Kwanza (Sonangol E.P,DEX/DAR. 2006, Modificado).

Perfilagem do poço Nayome-1

O poço Nayome-1 é o primeiro poço de descoberta na área Rosa que foi perfurado no pré-sal, Localizado à Sudeste da bacia marítima do Kwanza. Teve como objetivo primário os reservatórios carbonáticos (microbiólitos) da Sag. Em caso de sucesso exploratório foi previsto perfurar, como objetivo secundário os reservatórios carbonáticos (Coquinas).

tabela;1

Intervalos	Fase (Dimensão da Broca)	Operações de Perfilagem
1.410-2.136m	26"	LWD/ MWD: Gr/Res/DT/MDRT
2.129-2.746m	17 $\frac{1}{2}$ " x 22"	LWD/MWD: Gr/Res/DT/APWD
2.946-3.376 m	16 $\frac{1}{2}$ "x17 $\frac{1}{2}$ "	LWD/MWD:Gr/Res/Dens/Neut/DT/APWD
3.776-4.053 m	12 $\frac{1}{4}$ "	LWD/MWD:Gr/Res/Dens/Neut/DT/APWD Wireline: HNGS-CMR Plus/ MDT

Avaliação petrofísica consistiu na identificação e interpretação das diagrfias realizadas durante a perfuração do poço, começando por separar a zonas de reservatório e de não reservatório, Dividiu-se em duas zonas, zona1 contém óleo, e a zona 2 contém água, na qual a zona1 tem um NTG de

63,8 m, onde o Gross tem espessura de 39,5m, com uma zona de reservatório de 25.2 m e um net pay de 19,65m de espessura produtiva.

Teste de pressão

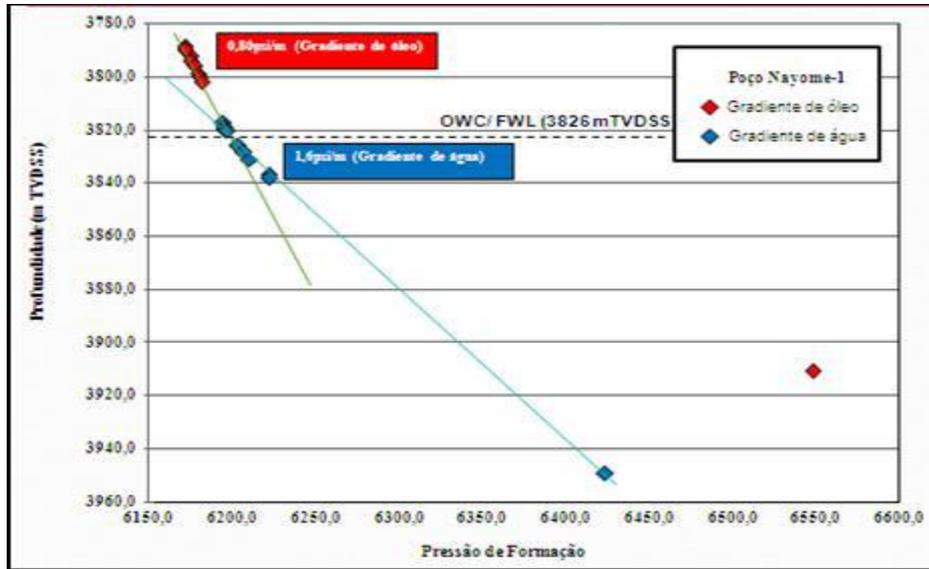


Tabela 2: Gráfico do gradiente de pressão de amostra de fluidos.

Esta figura ilustra um gráfico de gradiente de pressão, com 44 pontos de pressão tirados da formação, dos quais 21 foram considerados como válidos (Bons), 17 tight (maus) e 6 falhados.

Estes pontos de pressão nos ajudaram a construir o gradiente de pressão ao longo do reservatório microbiólito, na qual foi possível identificar dois diferentes tipos de fluidos.

Como podemos observar no gráfico, onde no topo temos o gradiente do óleo e na base o da água, sendo assim permitiu a identificação do contacto óleo e água que foi a 3826 m de profundidade, Oil water contact OWC/free water level (FWL)

A partir da tabela de amostras de fluidos, podemos observar amostras de pontos de fluidos recolhidos em diferentes profundidades do reservatório, a primeira amostra de fluido foi recolhida a 3863,30 m na qual o tipo de fluido encontrado foi a água, a segunda e a terceira amostra foram recolhidas na mesma profundidade de 3814,60 m e encontrou-se óleo.

A quarta amostra foi recolhida a 3936 m encontrou-se óleo, na quinta amostra houve uma contaminação do fluido com a lama de perfuração do poço (fluido de má qualidade) ou seja não se conseguiu identificar bem o tipo de fluido nessa profundidade. Sendo assim houve a necessidade de se voltar a tirar uma sexta amostra do fluido a 3844,5 m de profundidade.

Nº de Amostra	Profundidade (m)	Tipo de Fluidos	Pressão de formação (psi/m)	Mobilidade (mD/CP)	Temperatura\°c
#1	3863,30 m	Água	6621,9 psi/m	52,6 mD	77,6
#2	3814,60 m	Óleo	6170,9 psi/m	1,3 mD	75,3
#3	3814,60 m	Óleo	6170,9 psi/m	2,20 mD	76,1
#4	3936,0 m	Óleo	6546,7 psi/m	17,70 mD	83,9
#5	3975,0 m	Contaminação do fluido	---	---	87,6
#6	3844,50 m	Óleo	6194,8 psi/m	---	81,3

TABELA 3 AMOSTRAS DE FLUIDOS DE FORMAÇÃO

Dados Gerais do poço Nayome-1

Operador	Sonangol P&P
Nome do poço	Nayome-1
Tipo de poço	Pesquisa
Locação	Zona marítima (Offshore)
País	Angola
Bacia	Kwanza
Lâmina de água	1.301 m
Profundidade prevista	4.053 m (4.028 m TVDSS)
Profundidade encontrada	4.038 m (4.013 m TVDSS)
Estatuto final	Descoberta não Comercial

Tabela 4: Dados gerais do poço Nayome-1.

Causas de insucesso do poço Nayome-1

O Nayome-1 foi considerado um poço de sucesso a nível de pesquisa, mais a nível comercial foi considerado insucesso, por não apresentar quantidades de hidrocarbonetos economicamente viáveis. As causas do insucesso do poço Nayome-1 estão diretamente ligadas a existência do ponto de vazamento e a possível falta de sincronismo de todos os elementos e processos do sistema petrolífero da área em estudo.

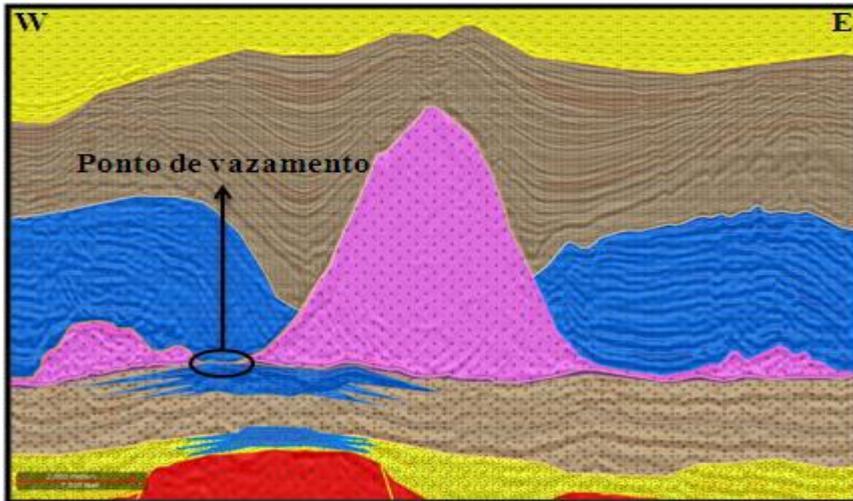


Figura 3: Modelo tectono-sedimentar ilustrando uma das causas de insucesso do poço Nayome-1

Podemos observar ainda no mapa de amplitude a existência de *pockmarks* no fundo do mar.

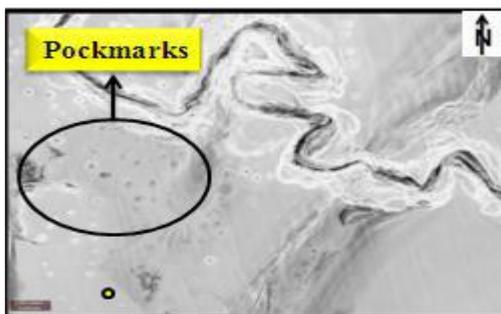


Figura 4: Mapa de amplitude do fundo do mar, com a presença de pockmarks.

Conclusões

Após a perfuração do poço Nayome-1 da área Rosa, chegou-se as seguintes conclusões:

Foi feita uma calibração da sísmica com os principais marcadores geológicos encontrados e comprovou-se a existência de uma armadilha, na qual é representada por um anticlinal, com fechamento em quatro direções.

Determinou-se a profundidade e a espessura do reservatório, alcançado aos 3767m de profundidade, com uma espessura de aproximadamente 150 m, Onde Através da análise qualitativa de riscos foi possível determinar uma hipótese de sucesso de 20% .

Calcular o volume de hidrocarbonetos presente na estrutura, cujos recursos variam de 106,84 á 371,20 mmbo e as reservas variam de 18,16 á 148,48 mmbo, mais ao contrário do previsto

encontrou-se quantidades inferiores na estrutura perfurada. Recursos variam de 80 a 200mmbo e as reservas variam de 8 a 70mmbo. Identificou-se o ponto de vazamento (zonas de risco) da rocha de cobertura,poço Nayome-1 é uma descoberta não comercial.

Por razões econômicas não foi realizado o **DST** (Teste de produtividade). Toda interpretação final para avaliação do poço Nayome-1 foi baseada em dados de perfilagens, amostras de testes de pressão, amostras de fluidos de formação e na avaliação petrofísica do poço Nayome-1. Foi encontrado o contacto óleo e água a 3826 m de profundidade, e os testemunhos convencionais mostraram indícios de óleo em diferentes profundidades.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

Bacon, M., Simm, R. & Redshaw, T., 2007. 3-D Seismic Interpretation, Cambridge University.

Baptista, C., 1991. Apontamentos sobre a Orla Sedimentar de Angola. Faculdade de Ciências, Universidade Agostinho Neto.

Bates, R.L. e Jackson, J.A.J., 1987. Glossary of Geology. 3rd. Edition. American Geological Institute, Alexandria-USA.

Brown, A., 2004. Interpretation of Three Dimensional Seismic Data. 6a Edição. Oklahoma: AAPG e SEG.

Brownfield, E. & Charpentier, R., 2006. Geology and Total Petroleum Systems of the West-Central Coastal Province, West Africa. U.S. Geological Survey Bulletin.

Alagoa, A., Baird, T., Belaud, D., Charron, M., Dodds, K., Domzalski, S., Faivre, O., Fosset, C., Gibbs, M., Joli, F., Kumar, R., Lano, G. (GECO), Lefèbvre, L., Marca, C. (Dowell Schlumberger), Miranda, V., Motet, D.