

Caracterização das propriedades do reservatório utilizando curvas de perfilagem geofísica de poços no Campo de Namorado na Bacia de Campos-RJ

Rafael Brunoro Scardini (UFES); Davi Rodrigues Damasceno (UFES); Carlos André Maximiano da Silva (UFES).

Copyright 2013, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation during the 13th International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, August 26-29, 2013.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 13th International Congress of the Brazilian Geophysical Society and do not necessarily represent any position of the SBGf, its officers or members. Electronic reproduction or storage of any part of this paper for commercial purposes without the written consent of the Brazilian Geophysical Society is prohibited.

Abstract

The Namorado Field is located in the central part of the Campos Basin – RJ, Brazil, approximately 70km off coast and between 150-250m bathymetric depths. It is one of the most producing oil field of the Brazilian continental margin. The logging is a very important tool when talking about identification of layer properties from drilled wells. This tool can save lots of money by reducing the time for data acquisition and maximizing quantitatively and qualitatively these survey data. This study was made using acquisition data logs Gamma Ray (GR), Sonic (DT), Resistivity (ILD), Density (RHOB) and Neutron (NPHI) plotted on the software LogPlot7[®] for the determination of clay saturation, compression, pore fluid saturation, density and gás zones.

Introdução

A interpretação de perfis de um poço tem se mostrado uma técnica com grande importância e bem difundida no setor petrolífero, pelo simples fato de podermos inferir sobre os tipos fluidos e os tipos de rochas presentes nas camadas perfuradas bem como a profundidade em que se encontram.

Os perfis geofísicos segundo Silva (2009) têm como principal objetivo auxiliar em um melhor conhecimento das características do reservatório, tais como: porosidade, litologia, argilosidade, permeabilidade e densidade.

De posse das características do reservatório é possível prever a qualidade do reservatório, o que traz maior segurança quanto a determinação dos locais de perfuração, economizando tempo e prolongando a vida útil do campo, no que se refere à produção de cada poço (Sacco, 2007).

O poço, 3NA0001ARJS, Figura 1, estudado neste presente artigo está localizado no Campo Escola da Bacia de Campos RJ, Figura 2, onde foram corridos os equipamentos necessários para a obtenção de dados como raio gama, resistividade, porosidade, densidade e neutrão, para posterior análise em forma de perfis.

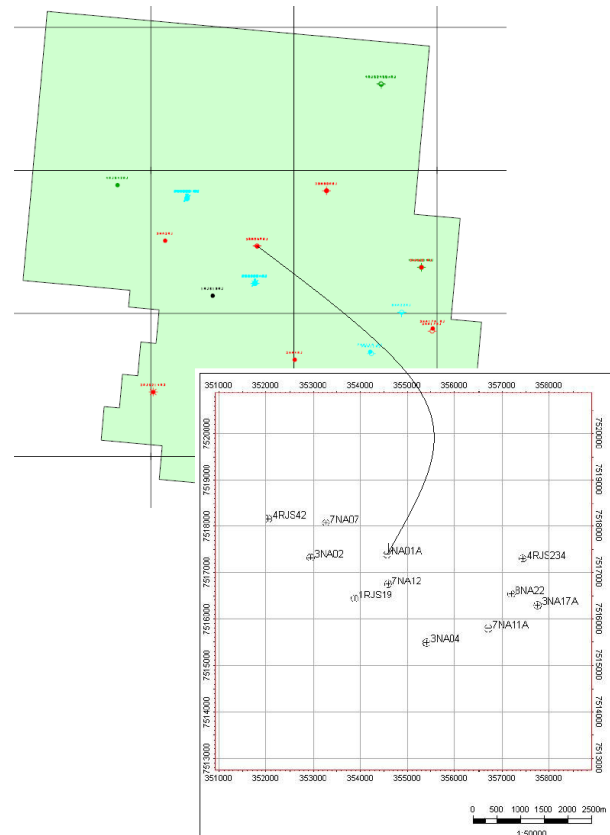


Figura 1: Campo de Namorado e Poço “NA01A” que foi estudado (modificado de ANP mapas & Sacco, T.).

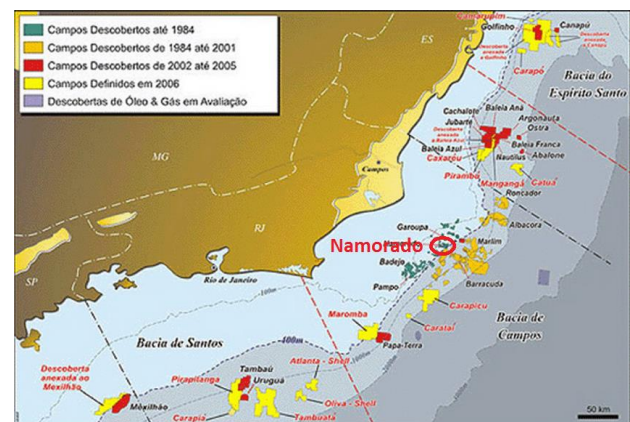


Figura 2: Localização do Campo de Namorado na Bacia de Campos RJ (modificado de Leite, M. 2007).

Este trabalho visa reforçar a importância da geração e interpretação dos perfis de poços no que se diz respeito a exploração de um reservatório. Foram cruzados os dados de nêutron com de densidade para obter as possíveis zonas de acumulação de óleo. Os perfis gerados serão apresentados posteriormente bem como resultados de suas análises.

Metodologia

O presente trabalho foi confeccionado com o auxílio de arquivo digital em formato LAS com dados de Profundidade, GR, ILD, DT, RHOB e NPHI. Estes dados de perfis são relativos ao poço “NAMORADO.1A” e foram importados no software LogPlot7® para gerar as curvas que serão estudadas. As variáveis geológicas e geofísicas disponíveis são:

Raio gama (GR): Medida baseada na emissão radioativa natural de rochas que contém potássio 40 ou elementos da série urânio-tório. Ideal para o cálculo do volume de argila e volume de rocha do reservatório que pode conter argila.

O índice de argilosidade é dado em API por:

$$I_{GR} = V_{SH} = (GR_{lido} - GR_{minimo}) / (GR_{maximo} - GR_{minimo}) \quad (1)$$

Resistividade (ILD): Habilidade da formação geológica em resistir à passagem de um fluxo de corrente elétrica, permitindo identificar o tipo de fluido que preenche os interstícios do reservatório. A resposta do perfil de Resistividade para a água salgada, doce e óleo é mostrada na Figura 3:



Figura 3: Faixa de resistividade (em Ω.m) da água salgada, água doce e óleo.

Perfil sônico (DT): Tempo que um pulso sonoro leva para atravessar determinado intervalo de formação geológica. Relaciona diretamente tempo de trânsito e porosidade da formação rochosa, ou seja: quanto maior o tempo de trânsito, menor a densidade da formação. Tempo de trânsito é dado em μs/ft e a porosidade Sônica é calculada em % pela formula:

$$\Phi_v = (\Delta t_{lido} - \Delta t_{matriz}) / (\Delta t_{fluido} - \Delta t_{matriz}) \quad (2)$$

No presente trabalho considerou-se o tempo de transito da matriz quartzosa igual a 55 μs/ft e do fluido água igual a 189 μs/ft.

Densidade (RHOB): Densidade média de uma unidade litológica da formação (rocha e fluido). Sua medida baseia-se na emissão de raios gama (provenientes do cézio 137), que saem em alta

velocidade e colidem com os elétrons presentes, perdendo energia. Quanto menor o número de emissões gama contadas, maior a densidade da rocha. A densidade é obtida em g/cm³ e é possível calcular a porosidade-densidade, em %, por:

$$\Phi_\rho = (\rho_{matriz} - \rho_{lido}) / (\rho_{matriz} - \rho_{fluido}) \quad (3)$$

Para este cálculo utilizou-se a densidade da matriz quartzosa como sendo 2,65 g/cm³ e do fluido água, 1,00 g/cm³.

Porosidade nêutrônica (NPHI): Índice de hidrogênio da formação. Seu funcionamento se baseia no princípio de que o nêutron não possui carga elétrica e tem massa semelhante ao hidrogênio. Os nêutrons penetram a formação geológica, e “perfuram” a eletrosfera colidindo diretamente com os átomos dos diferentes elementos. Ao colidirem, esses nêutrons desaceleram e reduzem-se a níveis termais que chegam aos detectores. Essa porosidade é dada em PU.

Resultados

Os resultados foram abordados a partir da interpretação das ferramentas e seus parâmetros petrofísicos. Os perfis foram plotados no software LogPlot7® como mostrado na Figura 4:

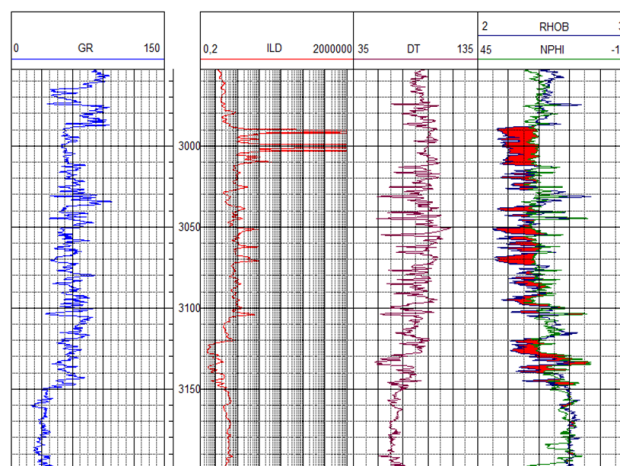


Figura 4: Perfis do poço “NA01A” visualizados no LogPlot7®.

A área de interesse foi fixada na faixa de profundidade de 2990 a 3150 metros observando-se as ocorrências de *crossovers* entre baixos valores de densidade e altos valores de nêutron.

Calculou-se o índice de argilosidade fixando o GR mínimo em 38 API e o máximo em 83 API. O GR médio lido foi 61 API que resultou em 3,6% de argilosidade. Isso mostra que é um reservatório com alguma concentração de argila que pode ser favorável para que haja uma maior ligação entre seus grãos e evite que ela seja friável.

Do perfil de resistividade foi encontrado uma zona de hidrocarbonetos que vai de 2990 a 3120 metros sendo

que a faixa de 3010 a 3120 metros apresenta resistividade de óleo. Valores de resistividade da ordem e menores que 2 são verificados de 3120 a 3150 metros de profundidade o que indica presença de água.

No perfil sônico observou-se uma diminuição do tempo de transito com o aumento da profundidade que significa que as formações mais profundas estão mais compactadas. Para o cálculo da porosidade, verificou-se o tempo de transito médio dentro da área de interesse 85 $\mu\text{s}/\text{ft}$ que retornou uma porosidade média de 26,11%.

Pelas curvas de Densidade e Neutrão são verificadas as áreas onde as curvas se cruzam. Quando há uma diminuição de densidade e a reflexão de hidrogênio aumenta formando um *crossover* indica arenito e possível zona de gás caso essa área formada seja considerável. No caso de estudo é possível confirmar a presença de gás de 2990 a 3010 metros de profundidade.

A densidade foi lida para as zonas de gás, óleo e água que corresponderam a 2,18 g/cm^3 , 2,24 g/cm^3 e 2,33 g/cm^3 respectivamente. A porosidade-densidade retornou os valores de 28,5%, 24,8% e 19,4% da mesma forma. A porosidade neutrônica média verificada na perfilagem foi 21 PU.

Os valores de densidade e porosidade neutrônica confirmam que as três áreas são compostas por arenitos. Na figura 5 são delimitados o topo do reservatório em 2990 metros e a base em 3150 metros, assim como os contatos gás/óleo a 3010 metros e óleo/água a 3120 metros.

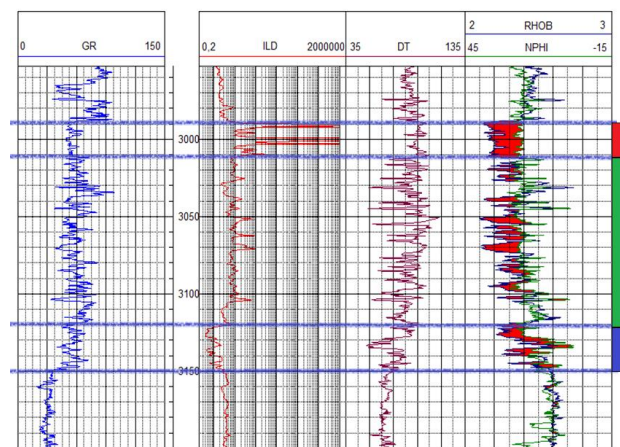


Figura 5: Perfis com delimitação de topo e base do reservatório, além dos contatos entre gás/óleo e óleo/água. Em vermelho a zona de gás, verde de óleo e azul de água.

Conclusão

Através das técnicas de interpretação de perfis de poços, aplicada aos dados relativos ao poço 3NA0001ARJS plotados com auxílio do *software* LogPlot7[®], o presente trabalho ajudou a confirmar a informação de que o poço foi perfurado em um reservatório contendo óleo, e também ajudou a identificar

que o reservatório é um arenito onde estão presentes capa de gás no topo, óleo no meio e aquífero na base.

Para determinação dos locais que continham fluidos, foi observado o perfil de densidade cruzado com dados de porosidade neutrão, e assinalados nas áreas onde as curvas se cruzavam. Com ajuda do perfil de resistividade foi determinado o tipo de fluido contido em cada profundidade do reservatório.

Agradecimentos

Os autores agradecem à ANP pela liberação dos dados. À PRPPG/UFES pelo suporte com a iniciação científica.

Referências

- Agência Nacional do Petróleo (ANP), Campo Escola de Namorado – Listagens.
- Agência Nacional do Petróleo (ANP), Campo Escola de Namorado – Mapas.
- Leite, M.; Carrasquilla, A.; Silva, J. da. Simulação do perfil sônico a partir dos perfis de raios gama e de resistividade em poços de Bacia de Campos. Revista Brasileira de Geofísica. Vol.26 no. 2 São Paulo Apr./June 2008. www.scielo.br.
- Leite, M.; Carrasquilla, A.; Silva, J.; Lobo, L.; Curtinhas, R.; Batista, S. Aplicação da perfilagem geofísica em projetos de perfuração de poços de petróleo. SBGF 2007.
- Mendes, N.M.; Nery, G. G. Determinação de Parâmetros Petrofísicos com Programas interativos que usam Perfis Geofísicos de Poços. SBGF 2007
- Rabelo, S.; Carrasquilla, A. Cálculo da porosidade em poços da Bacia de Almada – BA com base num conjunto reduzido de perfis geofísicos de poços. Revista Brasileira de Geofísica. 2006.
- Sacco, T.; Suslick, S. B.; Vidal, A. C. Modelagem Geológica 3D do Campo de Namorado Utilizando Dados de Perfilagem de Poços Verticais. Compinas, SP. 2007.
- Silva, C. A. M.; Rocha, P. L. F.; Oliveira, J. K. de. Estimativa de litofácies através de perfis de poços do Campo de Namorado (Bacia de Campos, RJ). SBGF 2009.