

Aplicação da perfilagem geofísica na correlação estratigráfica de poços

Application of geophysical logging in the stratigraphic correlation of wells

DOI:10.34115/basrv5n5-003

Recebimento dos originais: 20/08/2021

Aceitação para publicação: 20/09/2021

Carlos André Maximiano da Silva

Doutor em Geofísica pela Universidade Federal Fluminense

Instituição: Universidade Federal do Espírito Santo

Endereço: Rodovia Governador Mário Covas, Km 60 - Bairro Litorâneo, São Mateus – ES, CEP 29932-540, Brasil

E-mail: carlos.am.silva@ufes.br

Larissa Guimarães Rocha

Mestranda em Tecnologia, Ambiente e Sociedade

Instituição: Universidade Federal dos Vales do Jequitinhonha e Mucuri - UFVJM

Endereço: R. Cruzeiro, 01 - UFVJM - Jardim Sao Paulo, Teófilo Otoni – MG

CEP 39803-371, Brasil

E-mail: larissa.guimaraes@ufvjm.edu.br

RESUMO

A correlação estratigráfica de poços é de suma importância na indústria do petróleo. Ela tem como objetivo a determinação da continuidade lateral das rochas. A partir dela é possível definir estratégias de exploração de um campo petrolífero, bem como a continuidade do reservatório. Porém, a técnica da correlação estratigráfica não é uma tarefa fácil, e está sujeita a interpretações equivocadas, devido a variabilidade geológica e à ambiguidade das respostas das ferramentas de perfilagem. Com objetivo de melhor compreender e definir a continuidade lateral das camadas e dos reservatórios do Campo de Namorado, Bacia de Campos – RJ. Para isso foram selecionados três poços (NA45D, NA52D e NA49D) com dados de perfis de Raios Gama, Resistividade, Porosidade Neutrão e Densidade. Os perfis foram gerados através do *software* LogPlot e posteriormente interpretados. O intervalo do reservatório foi identificado em cada poço e correlacionado, o que possibilitou observar a continuidade do reservatório do Campo de Namorado e sua heterogeneidade.

Palavras-Chave: Correlação Estratigráfica, Perfilagem, Campo de Namorado.

ABSTRACT

The stratigraphic correlation of wells is of utmost importance in the petroleum industry. Its objective is to determine the lateral continuity of the rocks. From this it is possible to define exploration strategies for an oil field, as well as the continuity of the reservoir. However, the stratigraphic correlation technique is not an easy task, and is subject to misinterpretation, due to geological variability and the ambiguity of the profiling tools' responses. In order to better understand and define the lateral continuity of the layers and reservoirs of the Namorado Field, Campos Basin - RJ. For this purpose three wells (NA45D, NA52D and NA49D) were selected with Gamma Ray, Resistivity, Neutron

Porosity and Density profile data. The profiles were generated using LogPlot software and subsequently interpreted. The reservoir interval was identified in each well and correlated, which made it possible to observe the continuity of the Namorado Field reservoir and its heterogeneity.

Keywords: Stratigraphic Correlation, Profiling, Namorado Field.

1 INTRODUÇÃO

A perfilagem geofísica tem como objetivo a obtenção de características das formações rochosas através da descida de equipamentos de medição no poço. Podem ser medidas várias propriedades petrofísicas, tais como propriedades acústicas, elétricas, mecânicas, radioativas e térmicas, (SILVA, 2020).

Segundo Rider (2002), a operação de perfilagem consiste na gravação contínua de parâmetros geofísicos do poço. Os valores medidos são plotados em função da profundidade no poço, que é chamado de perfil, e o padrão de apresentação de um perfil segue as normas da API (*American Petroleum Institute*). Vários são os parâmetros que podem ser obtidos nesta operação, como, por exemplo, a porosidade, a permeabilidade, a salinidade, o teor de argila, entre outros.

As características das formações perfuradas são medidas através de uma ferramenta que é descida no poço, com o auxílio de um cabo sustentado pela sonda. Essa ferramenta contém sensores que fazem as medições; o tipo de ferramenta varia de acordo com o objetivo desejado.

A correlação estratigráfica busca a determinação da continuidade lateral das formações a partir de informações coletadas por poços que as atravessam e pode ser realizada com base em diversos critérios, como: identificação de elementos fósseis; posição relativa na sequência sedimentar (idade relativa; idade absoluta); textura; relações faciológicas e perfis geofísicos de poços. Normalmente, mas não exclusivamente, a correlação pode ser realizada a partir das propriedades físicas registradas nos perfis geofísicos de poços. Neste caso, busca-se a equivalência litológica a partir da equivalência entre as propriedades físicas, medidas nos vários poços de um campo petrolífero. Na correlação realizada a partir dos perfis, as formações são descritas através de suas propriedades físicas, petrofísicas e da sequência estratigráfica (AMARAL, 2001).

A correlação se dá quando há equivalência entre dois ou mais fenômenos geológicos em diferentes áreas. Correlacionar, em sentido estratigráfico, é estabelecer a correspondência de caráter entre unidades estratigráficas.

Para a realização da correlação utilizando os perfis geofísicos de poços, deve-se levar em consideração certos critérios geológicos, denominados como leis da estratigrafia e critérios geofísicos, como o conceito de eletrofácies (SERRA & ABBOTT, 1982).

Dos princípios básicos da estratigrafia, utilizados pelos geólogos nas correlações estratigráficas, destacam-se:

- Princípio da superposição: em uma sequência de rochas sedimentares, a camada superior é mais jovem que a subsequente.
- Princípio da horizontalidade dos estratos: nas acumulações dos sedimentos, os sedimentos tendem a se depositar em camadas aproximadamente horizontais.
- Princípio da continuidade lateral: uma continuidade lateral das camadas existe e desenvolvem-se até que uma superfície preexistente as intercepte.
- Princípio da correlação: mostra que a equivalência estratigráfica é materializada em mapas geológicos locais, regionais e mundiais.

Os critérios geofísicos se referem principalmente ao conceito de eletrofácies, onde os perfis de poço registram as diferentes propriedades físicas das rochas encontradas durante a perfuração de um poço. Essas medidas (radioatividade natural, densidade, porosidade, resistividade e sônico) definem para cada camada uma eletrofície, expresso pelo caráter das curvas registradas, e podem ser usados na correlação. Serra & Abbott (1982), define o termo eletrofácies como o conjunto de respostas dos perfis de poço que caracterizam um sedimento, e permite que este seja passível de ser distinguido de outros sedimentos.

Feita a classificação das eletrofácies em cada perfil de poço selecionado, os perfis serão agrupados, e obedecendo a conceitos geológicos fundamentais da estratigrafia, inicia-se o que é chamado de correlação manual.

As eletrofácies trazem informações indiretas sobre a composição mineralógica das rochas presentes na formação, sua textura e também suas estruturas sedimentares, ou seja, os perfis de poços mostra-se um aspecto particular das propriedades físicas das rochas. Um conjunto diversificado de perfis de poço representará melhor os parâmetros geológicos (AMARAL, 2001).

2 ÁREA DE ESTUDO

Os poços utilizados foram perfurados no Campo de Namorado, localizado na porção centro-oeste da Bacia de Campos. Esta bacia está limitada ao sul pela Bacia de

Santos na região do Alto de Cabo Frio e ao norte pela Bacia do Espírito Santo através do Alto de Vitória (Figura 2.1).

A Bacia de Campos é a principal província petrolífera do Brasil, localizada na região Sudeste do país, na margem leste do litoral brasileiro, entre os estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo. Abrange uma área de aproximadamente 100.000 km², sendo uma parte submersa até uma lâmina d'água de 3.400 metros e uma pequena porção estendendo-se para o continente (GUARDADO, 2000).

No sistema petrolífero da Bacia de Campos, as rochas geradoras são os folhelhos calcíferos do Grupo Lagoa Feia, depositados em ambiente lacustre salino. Possuem elevado potencial gerador, com teor de carbono orgânico que pode chegar a 9%, com querogênio do tipo I, e espessura máxima de 300 metros. A maturação ideal e expulsão ocorreram durante o terciário e saturaram as rochas reservatório de litologias diversas e posicionadas em diferentes horizontes estratigráficos (BIZZI, 2003).

As principais rocha-reservatórios da bacia são: turbiditos arenosos da Formação Carapebus (campos de Marlim, Albacora, Roncador, Barracuda e Marimbá), carbonatos do Grupo Macaé (campos de Garoupa, Bonito, Bicudo, Linguado e Pampo), arenitos do Albo-Cenomaniano (campos de Namorado e Cherne), basaltos fraturados da Formação Cabiúnas (Campo de Badejo) e as coquinas do Grupo Lagoa Feia (Campo de Trilha) (BIZZI, 2003).

As principais rochas selantes são os folhelhos da Formação Coqueiros (Jiquiá/Aptiano), o sal da Formação Retiro (Aptiano), os carbonatos de baixa energia das Formações Outeiro e Imbetiba (Albo Cenomaniano) e os folhelhos de baixa energia da Formação Ubatuba (Turoniano - Recente) (BASTOS, 2015).

O Campo de Namorado, descoberto em 1975, localiza-se na porção centro norte da zona de acumulação de hidrocarbonetos de Bacia de Campos, a cerca de 80 km do litoral e sob lâminas d'água de 110 a 250 m. Este campo é caracterizado por excelentes porosidade (da ordem de 26%) e permeabilidade (cerca de 400 mD), (CRUZ, 2003).

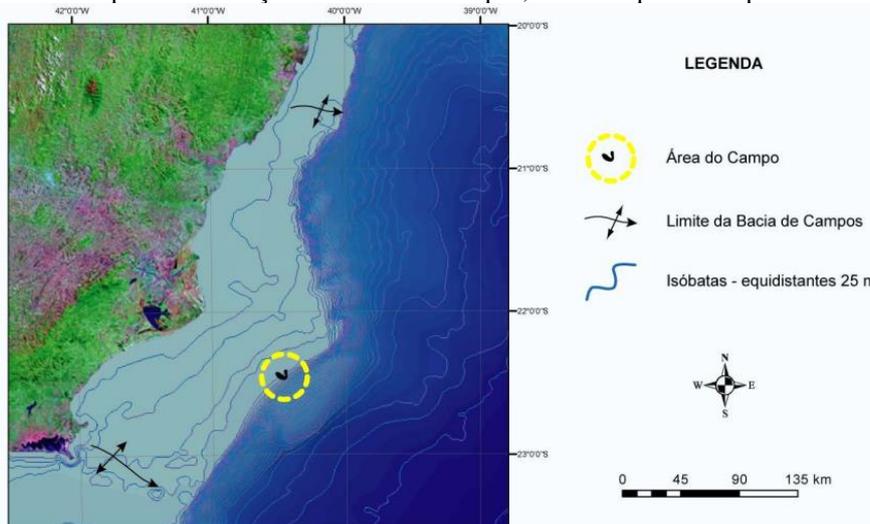
O principal reservatório do campo é conhecido como arenito Namorado e, segundo Stevanato (2011) é composto por arenitos arcoseanos turbidíticos, correlacionados à Formação Outeiro do Grupo Macaé, dentro do intervalo de tempo do Albiano superior/Cenomaniano na Bacia de Campos.

Menezes (1990) destacou as principais características do campo:

- Área: 23 km²;
- Espessuras: média de 60 metros, variando de 5 a 130 metros;

- Largura: média de quatro quilômetros, variando de dois a seis;
- Comprimento: mínimo de 9 quilômetros e máximos de 14;
- Geometria interna: heterogênea de baixo grau;
- Estruturas primárias: predominantemente arenito maciço;
- Constituição: arenitos arcoseanos;
- Textura: granulometria fina a grossa, dominando o tamanho médio. A seleção no geral é regular, variando de boa a má. O grau de arredondamento e esfericidade é, no geral, baixo.

Figura 2.1: Mapa de localização da Bacia de Campos, em destaque o Campo de Namorado.



Fonte: Retirado de Barboza (2005).

3 METODOLOGIA

Visando alcançar os objetivos programados, foram utilizados os dados referentes às medições realizadas pelas ferramentas de perfilagem dos poços NA45D, NA49D e NA52D cedidos pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), localizados no Campo de Namorado na Bacia de Campos. Constam da base de dados os perfis de Raios Gama, Resistividade, Densidade e Porosidade Neutrão no formato Log ASCII Standard (LAS).

Inicialmente, foi feita uma revisão bibliográfica do Campo de Namorado, das propriedades petrofísicas que podem ser obtidas dos perfis de poços, das ferramentas de perfilagem e da correlação estratigráfica.

Após esta etapa foi possível carregar os dados e obter os perfis a partir do *software* LogPlot. Para isso houve a necessidade de um estudo prévio do *software*. Este *software*

foi escolhido, primeiramente, pela capacidade de importar dados do tipo *LAS e por fornecer os perfis geofísicos como dados de saída.

A próxima etapa foi identificar o reservatório do arenito Namorado e determinar seus respectivos topos e bases para cada poço. Isso pode ser feito facilmente através da análise dos perfis obtidos. Depois de obter a descrição individual de cada poço, a correlação entre os poços se torna possível para a identificação da continuidade lateral da rocha reservatório.

3.1 IDENTIFICAÇÃO DO INTERVALO DO RESERVATÓRIO

O intervalo do possível reservatório foi estimado pela análise das curvas dos perfis de Raios Gama, Resistividade, Neutrônico e Densidade. Contudo, para a validação da existência deste reservatório, foram realizados cálculos do volume de argila e da porosidade.

3.2 DETERMINAÇÃO DO VOLUME DE ARGILA

A determinação do volume de argila é dada em duas etapas. A primeira consiste no cálculo do índice de raios gama, que se encontra na Equação (3.1). Os dados utilizados se encontram no possível intervalo do reservatório.

$$I_{RG} = \frac{RG_{log} - RG_{min}}{RG_{max} - RG_{min}} \quad (3.1)$$

A partir do valor encontrado para I_{RG} , calcula-se o volume de argila para rochas mais antigas, que compreendem as rochas do Campo de Namorado, já que ele tem origem no Cenomaniano. Utilizou-se a Equação 3.2 para calcular a argilosidade.

$$V_{SH} = 0,33[2^{2I_{RG}} - 1] \quad (3.2)$$

Encontrado o valor para V_{SH} , multiplicou-se o valor por 100, para se obter o volume de argila em porcentagem.

3.3 DETERMINAÇÃO DA POROSIDADE

A porosidade é estimada a partir do perfil de Densidade utilizando a Equação 3.3.

$$\phi_{den} = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (3.3)$$

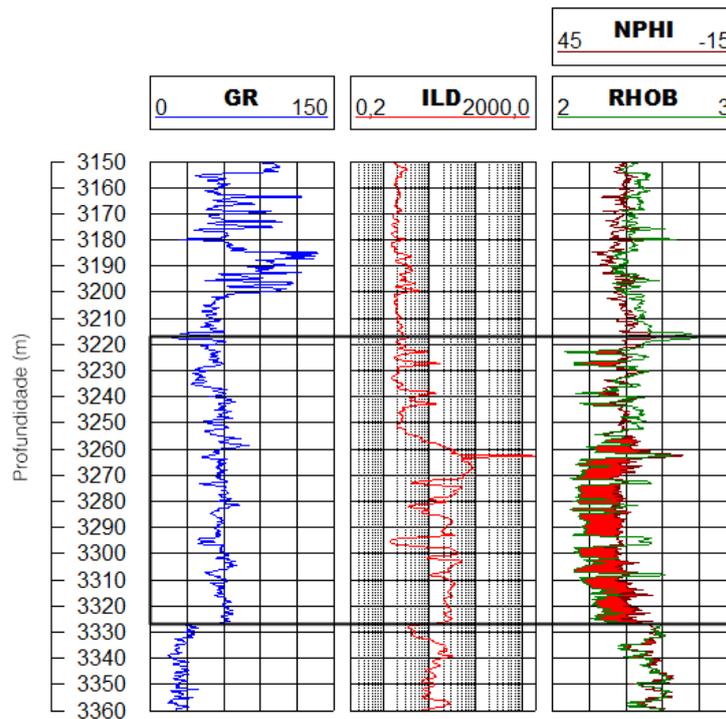
Para o cálculo, utilizou-se a densidade da matriz de 2,65 g/cm³, valor comum aos arenitos. A densidade do filtrado utilizada foi de 1,0 g/cm³, levando em conta que o fluido de perfuração utilizado é à base de água. Já a densidade total da formação é a média de todos os valores de densidade registrados no intervalo de profundidade do reservatório. O valor encontrado da equação deverá ser multiplicado por 100, a fim de obter o valor em porcentagem.

4 RESULTADOS

4.1 IDENTIFICAÇÃO DO INTERVALO DO RESERVATÓRIO

Para a identificação do possível reservatório foram analisados os perfis de Raios Gama (GR), Resistividade (ILD), Porosidade Neutrão (NPHI) e Densidade (RHOB), gerados pelo *software* LogPlot. Como exemplo, a Figura 4.1 apresenta os perfis citados para o poço NA52D.

Figura 4.1: Perfis geofísicos do poço NA52D do Campo de Namorado – Bacia de Campos; em destaque o possível reservatório.



Através do perfil de Raios Gama é possível identificar a rocha reservatório. Para esse tipo de rocha o perfil apresenta valores próximos ou menores que 75 API, ou seja, o intervalo apresenta uma formação relativamente limpa de elementos radioativos indicando um possível arenito, que é a rocha reservatório característica da região. O arenito dessa região varia entre um arenito mais limpo (valores mais baixos que 75 API) e um arenito mais sujo (valores pouco maiores que 75 API).

O próximo passo após apontar a existência do reservatório foi identificar a presença de hidrocarbonetos no intervalo. Para isso realizou-se uma correlação entre os perfis de Resistividade, Neutrão e Densidade.

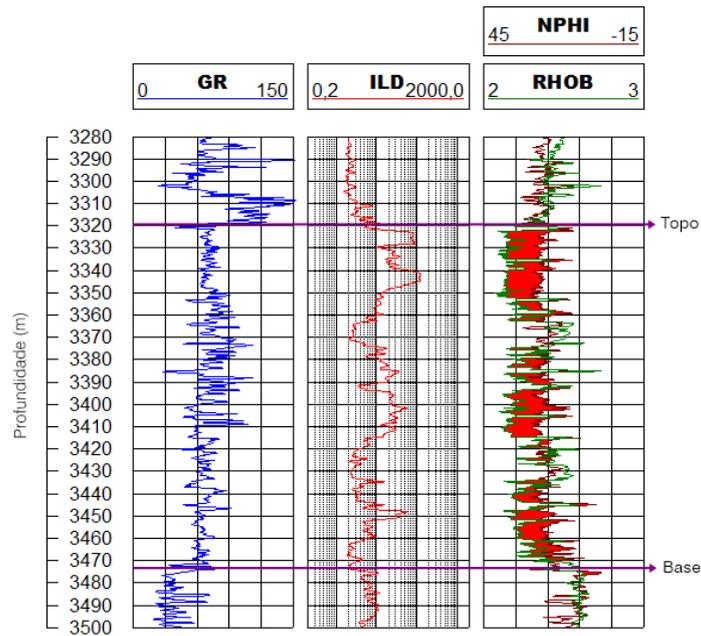
A partir da análise do perfil de Resistividade no intervalo, percebe-se um aumento na leitura dos valores de resistividade, ou seja, existem elementos pouco condutivos no local. Isto indica a presença de uma zona de óleo ou gás naquela região.

A análise do perfil Neutrão permitiu afirmar a existência de uma quantidade considerável de hidrogênio na formação, pois a curva do perfil não estava posicionada próxima de zero, isto caracteriza uma zona de óleo ou água. Contudo essa região não poderia conter água devido aos altos valores de resistividade citados anteriormente. Portanto, com auxílio do perfil Neutrônico confirma-se a presença de óleo no intervalo analisado.

Por fim tem-se outro ponto favorável para a presença de óleo no intervalo indicado. Observando juntamente os perfis de Densidade e Neutrão foi possível verificar que os perfis se cruzam, o que também caracteriza uma zona de óleo.

O intervalo da rocha reservatório foi identificado para os poços NA45D e NA49D de forma análoga. Para se obter a correlação foram identificados os topos e bases do reservatório nos três poços. O exemplo do poço NA49D pode ser observado na Figura 4.2.

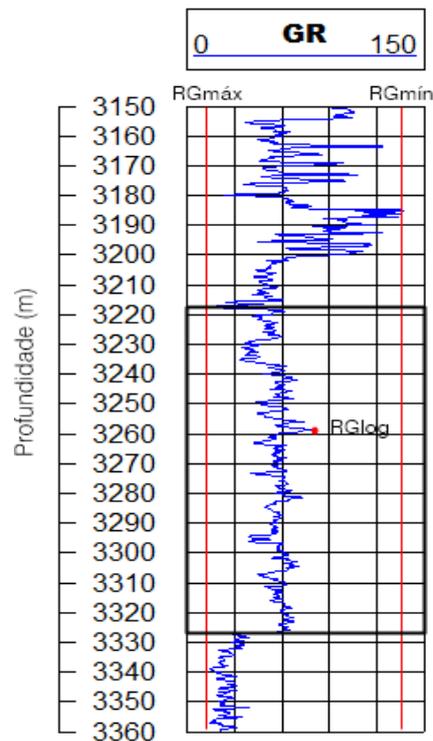
Figura 4.2: Topo e base (em roxo) do arenito Namorado para o poço NA49D do Campo de Namorado – Bacia de Campos.



4.2 DETERMINAÇÃO DO VOLUME DE ARGILA

Para o cálculo do volume de argila utilizou-se as Equações 3.1 e 3.2. Como exemplo, a Figura 4.3 apresenta o perfil de Raios Gama para o poço NA52D com o intervalo do possível reservatório, utilizado para a realização dos cálculos.

Figura 4.3 : RG_{max} , RG_{min} e RG_{log} para o poço NA52D do Campo de Namorado – Bacia de Campos, em destaque o possível reservatório.



O valor de I_{RG} calculado para o poço NA52D foi de 0,544. A partir do valor de I_{RG} , foi encontrado o valor de V_{SH} de 37,1%. Portanto, pode-se afirmar que os valores encontrados possuem baixo percentual de argila, e a formação possui características semelhantes à de um reservatório.

Os cálculos foram feitos de forma análoga para os outros poços. Na Tabela 4.1 estão apresentados os valores encontrados de I_{RG} e V_{SH} para o possível reservatório em cada poço.

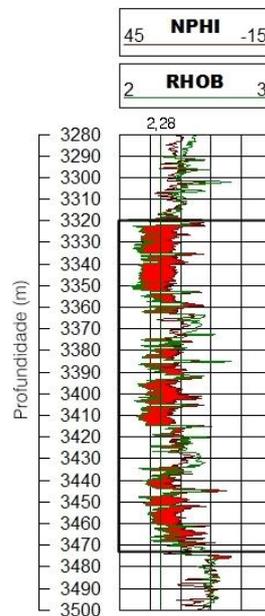
Tabela 4.1: Valores de I_{RG} e V_{SH} encontrados para o possível reservatório em cada poço utilizado.

Poço	I_{RG}	V_{SH}
NA45D	0,435	27,3%
NA49D	0,668	50,3%
NA52D	0,544	37,1%

4.3 DETERMINAÇÃO DA POROSIDADE

A porosidade do intervalo de interesse foi estimada através da Equação 3.3. A Figura 4.4 apresenta o perfil de Densidade e o intervalo utilizado para análise.

Figura 4.4: Densidade da formação calculada para o poço NA49D, em destaque o possível reservatório.



Para se calcular ϕ_{den} necessita-se da densidade total da formação analisada, dada pela média dos valores do perfil de Densidade no intervalo. Os outros dados necessários são a densidade da matriz e dos fluidos nos poros (filtrado). Para o poço NA49D a

porosidade encontrada foi de 22,4%. O valor obtido é compatível com os valores de porosidade encontrados em reservatórios no Campo de Namorado.

A porosidade foi calculada de forma análoga para os demais poços. Os valores encontrados estão apresentados na Tabela 4.2.

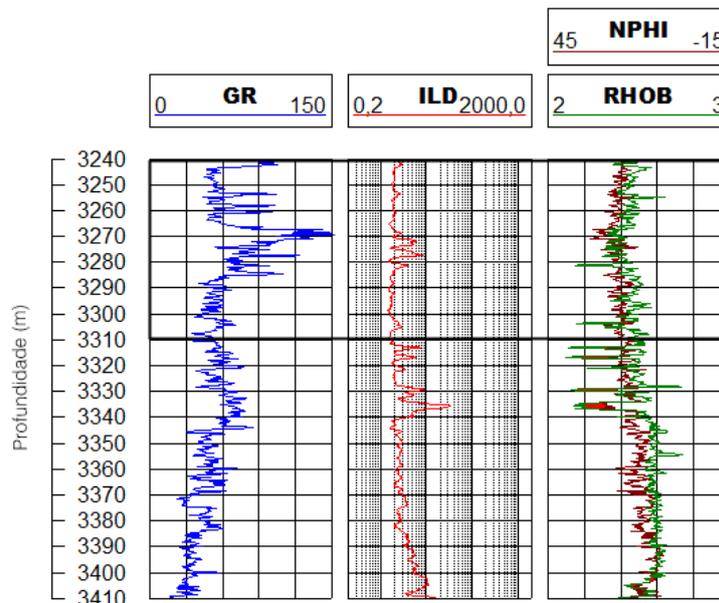
Tabela 4.2: Valores de ρ_b e ϕ_{den} encontrados para o possível reservatório em cada poço utilizado.

Poço	ρ_b (g/cm ³)	ϕ_{den}
NA45D	2,43	13,4%
NA49D	2,28	22,4%
NA52D	2,30	21,2%

4.4 IDENTIFICAÇÃO DA ROCHA SELANTE

A rocha selante se encontra ligeiramente acima da rocha reservatório. Esta é facilmente identificada através do perfil de Raios Gama, pois uma característica intrínseca desse tipo de rocha é a sua alta radioatividade. Logo, para esse intervalo o perfil apresenta altos valores, comuns em rochas como folhelhos, e estas assumem papel de rocha capeadora. Como exemplo a Figura 4.5 apresenta a possível rocha selante para o poço NA45D.

Figura 4.5: Perfil geofísico do poço NA45D do Campo de Namorado – Bacia de Campos, em destaque a possível rocha selante.

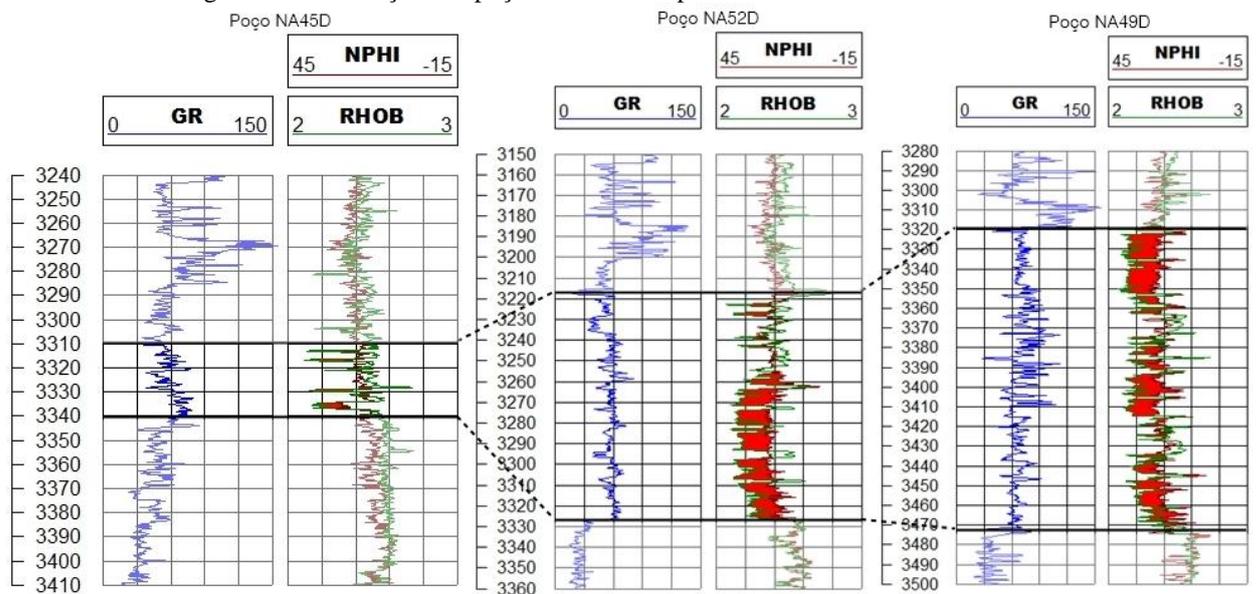


4.5 CORRELAÇÃO DE POÇOS

A Figura 4.6 apresenta a correlação realizada para os poços NA45D, NA49D e NA52D, com destaque para o reservatório. Através da figura é possível notar sua continuidade através dos poços.

A correlação de poços permitiu a visualização 2D do reservatório no Campo de Namorado, Bacia de Campos – RJ. No poço NA45D a espessura do reservatório é de aproximadamente 31 metros e nos poços NA52D e NA49D, 110 e 153 metros, respectivamente. Logo, pode-se imaginar que a espessura do reservatório não é constante em toda sua extensão. Isso porque as formações rochosas apresentam grande heterogeneidade, graças aos processos geológicos a que estão submetidas ao longo do tempo.

Figura 4.6: Correlação dos poços indicando topo e base do reservatório.



5 DISCUSSÃO E CONCLUSÕES

A interpretação feita dos perfis geofísicos de Raios Gama, Resistividade, Porosidade Neutrão e Densidade, gerados pelo *software* LogPlot, possibilitou identificar o reservatório nos poços NA45D, NA52D e NA49D. E a correlação realizada entre eles mostrou a continuidade do reservatório do Campo de namorado através dos poços.

Os cálculos realizados para obtenção do volume de argila e porosidade do reservatório confirmaram a existência de reservatório de hidrocarbonetos no campo. Também foi possível identificar a rocha selante através da análise dos perfis.

A partir dos resultados aqui apresentados, pode-se concluir que a aplicação da perfilagem geofísica na correlação estratigráfica de poços é bastante válida e pode ser facilmente utilizada na indústria do petróleo para definir estratégias de exploração.

Uma sugestão para estudos futuros seria a análise estatística dos dados petrofísicos juntamente com descrições de testemunhos para a identificação de eletrofácies no reservatório. Esse tipo de análise diminui o grau de incerteza e os riscos associados à exploração de petróleo e gás.

REFERÊNCIAS

AMARAL, M. S. **Correlação de poços com múltiplos perfis através da rede neural multicamadas.** Belém, Universidade Federal do Pará. Centro de Geociências, 2001. 34p.

BARBOZA, E. G. **Análise Estratigráfica do Campo de Namorado (Bacia de Campos) com base na interpretação sísmica tridimensional.** Tese de doutorado – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, UFRGS, 2005. p.54

BASTOS, G. **Bacia de Campos: Sumário geológico e setores em oferta.** ANP, 2015.

BIZZI, L. A.; SCHOBENHAUS, C.; VIDOTTI, R. M.; GONÇALVES, J. H. (orgs.). **Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil: texto, mapas & SIG.** CPRM – Serviço Geológico do Brasil, Brasília, 2003. 692p.

CRUZ, M. M. **Aplicação de Perfilagem Geofísica e Sísmica na Caracterização da Faciologia do Reservatório de Namorado.** Tese de Mestrado - Universidade Federal Fluminense, UFF, 2003. p. 30.

GUARDADO, L. R.; SPADINI A. R.; BRANDÃO, J. S. L.; MELLO, M. R. **Sistemas Petrolíferos da Bacia de Campos: Sistemas Petrolíferos da Margem do Atlântico Sul.** AAPG Memoir 73, 2000, p. 317- 324.

MENEZES, S. X.; ADAMS, T. **Ocorrência de Resistividades Anômalas no Campo de Namorado, Bacia de Campo.** Boletim de Geociências Petrobrás, 4 (2). Rio de Janeiro, 1990. p. 183-188.

RIDER, M. **The Geological Interpretation of Well Logs.** 2^a ed. Sutherland: Rider-French Consulting Ltd., 2002.

SERRA, O.; ABBOTT, H.T. **The Contribution of logging data to sedimentology and stratigraphy.** In: FALL TECHN. CONF. SPE OF AIME, 55. Anales, (paper SPE 9270), 1982.

SILVA, C. A. M.; DORNELAS, V. F. ; OLIVEIRA, N. V. **Estimativa de reserva através de perfis geofísicos de poços do Campo de Namorado - Bacia de Campos.** Brazilian Applied Science Review, v. 4, p. 2248-2257, 2020.

STEVANATO, A. C. R. S. **Análise Petrofísica de Reservatórios.** Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 2011.