

ANÁLISE DE DIFERENTES PERFIS DO POÇO NA1A DO CAMPO DE NAMORADO, BACIA DE CAMPOS - RJ

ISIS FELTRIN STEINER¹; VERONICA DA SILVA BECKMANN²; LARISSA PINHEIRO COSTA³

¹Universidade Federal de Pelotas – isissteiner@hotmail.com

²Universidade Federal de Pelotas – veronicasilva111@gmail.com

³Universidade Federal de Pelotas – larissap.costa@hotmail.com

1. INTRODUÇÃO

Atualmente, a perfilagem pode ser definida como o campo da geociências que estuda o registro contínuo das propriedades geológicas e petrofísicas das rochas, medidas por uma ferramenta ao percorrer um poço (SANTOS, 2010). Ainda, segundo Santos (2010), o perfil de poço é uma curva em função da profundidade, obtida durante a ascensão ou descida da ferramenta de perfilagem no interior de um poço. Esta curva representa o registro de propriedades elétricas, radioativas, acústicas, térmicas, magnéticas ou texturais/estruturais das rochas, podendo ser também referentes à geometria e estado de preservação dos elementos artificiais/operacionais do poço. Cada amostra que compõe um perfil representa não só um ponto, mas a média ponderada de uma dada propriedade para o volume de rocha investigado pela ferramenta de perfilagem.

O reservatório é o Arenito Namorado, formado por sedimentos de idade referente ao Albiano Superior até o Cenomaniano Médio/Superior e mostra excelente porosidade e permeabilidade. O Arenito Namorado consiste basicamente em arenitos arcoseanos de origem turbidítica, que faz parte da megassequência marinha transgressiva, presente em toda a extensão da margem leste brasileira (ARAGÃO, 2017). Sendo assim, esse trabalho possui como objetivo fazer a análise e interpretação dos perfis adquiridos para o poço NA1A e realizar os cálculos necessários para determinar a viabilidade econômica da produção do mesmo.

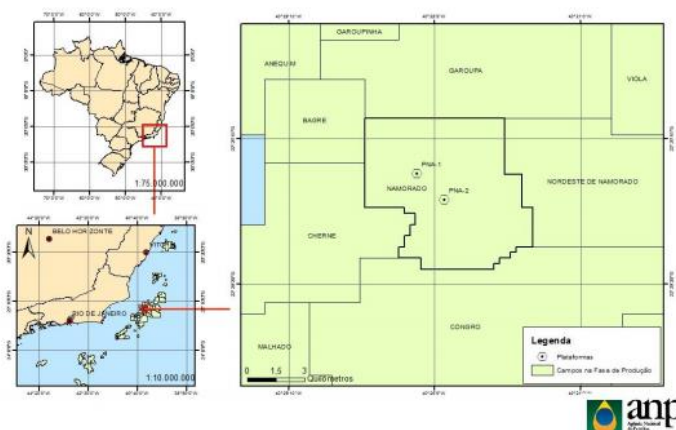


Figura 1: Localização Campo de Namorados (ANP, 2016).

2. METODOLOGIA

Para a realização deste trabalho foi utilizado o arquivo base (.las), cedido pela ANP às instituições brasileiras. Com os dados em mãos, utilizou-se o software Microsoft Office Excel a fim de realizar os cálculos e *plots* necessários. Foram

plotados os perfis de RHOB (densidade), ILD (resistividade), GR (Gamma Ray) e Caliper em função da profundidade, além do cálculo do gradiente de temperatura, desenvolvido através da equação 1. Após, calculou-se o perfil neutrônico (NPHI) e o valor da *density porosity* (DPHI) com o auxílio da equação 2.

$$G_g = \frac{T_{bh} - T_s}{D_{bh}} \text{ (eq. 1)} \quad DPHI = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_m - \rho_{fl}} \text{ (eq. 2)}$$

Onde G_g equivale ao gradiente geotermal; T_{bh} é a temperatura da base do poço; T_s é a temperatura da superfície e D_{bh} é a profundidade do poço, ρ_{ma} é a densidade da matriz, ρ_b é a densidade total e ρ_{fl} é a densidade do fluido.

Também, foram calculados os valores para Vsh (*shale volume*) Stieber, Larinov, Clavier, Density-Neutron e, por fim, o método de Wyllie e o de Raymer-Hunt-Gardner (RHG). Os métodos nos permitem analisar diferentes projeções de Vsh para o reservatório e observar situações pessimistas e otimistas.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Foi realizada a plotagem dos perfis (Figura 2), onde é possível observar os níveis mínimos e máximos de cada curva em relação a profundidade. Os perfis construídos foram os RHOB, ILD, GR e Caliper, além do cálculo do gradiente de temperatura.

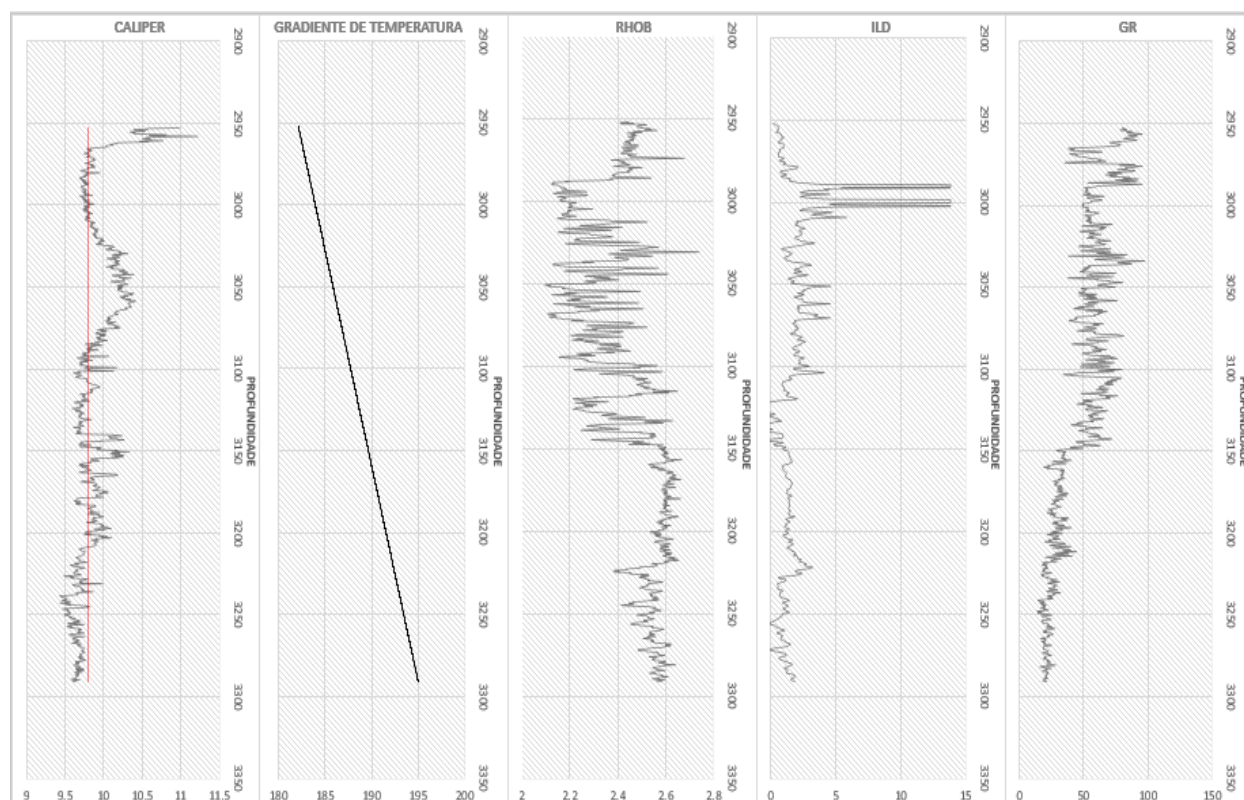


Figura 2: Perfis RHOB, ILD, GR, Caliper e Gradiente de Temperatura

Através do perfil Caliper, é possível medir o diâmetro do poço, representado pela linha vermelha, e identificar a presença de *mudcake* a esquerda da linha, observado pela diminuição no diâmetro do poço. Nota-se também, a existência de resultados maiores que 10,4 polegadas, indicando alargamento no poço. O tamanho da broca para perfuração seria de 9.8/4". Já o cálculo do gradiente

geotermal resultou em 0.038. Como o esperado, a temperatura aumenta conforme aumenta a pressão.

A partir da análise em conjunto das curvas dos perfis do poço NA1A, é possível determinar as zonas de reservatório. Observa-se que os valores do GR na profundidade de 2950 metros a 2960 metros são altos, indicando a presença de um possível folhelho. Já nos próximos 10 metros, em média, pode-se analisar que os valores de GR e RHOB são baixos, indicando a presença de areia. Com os baixos valores da curva ILD, conclui-se que a areia está saturada por água. Na profundidade que varia entre 2970 a 2980, novamente, tem-se a presença de folhelho seguido por areia com gás, notável através do perfil ILD que possui valores elevados entre 2980 metros e 3010 metros. Com a diminuição na curva ILD e a persistência dos baixos valores de GR e RHOB, pode-se concluir que nos próximos 20 metros tem-se areia saturada com óleo e areia saturada com água. Ainda, na profundidade de 3030 metros a 3040 metros encontra-se folhelho novamente.

Sendo assim, observa-se a presença de um reservatório composto de arenitos intercalados com folhelhos. Os fluidos identificados são gás, óleo e água; sendo o gás está presente no topo, enquanto que a água está localizada porção inferior. Aragão (2017) também identificou esse mesmo padrão em sua pesquisa no Campo de Namorado. Também, calculamos os valores para *density porosity* (DPHI), a *nêutron porosity* (NPHI) e a *sonic porosity* (SPHI), sendo a última estimada através dos métodos de Willye e RHG e o volume de *shale* (vsh). Os cálculos, quando analisados em conjunto, fornecem boas informações da litologia e estimativas mais precisas de porosidade. Os resultados podem ser observados na figura 3.

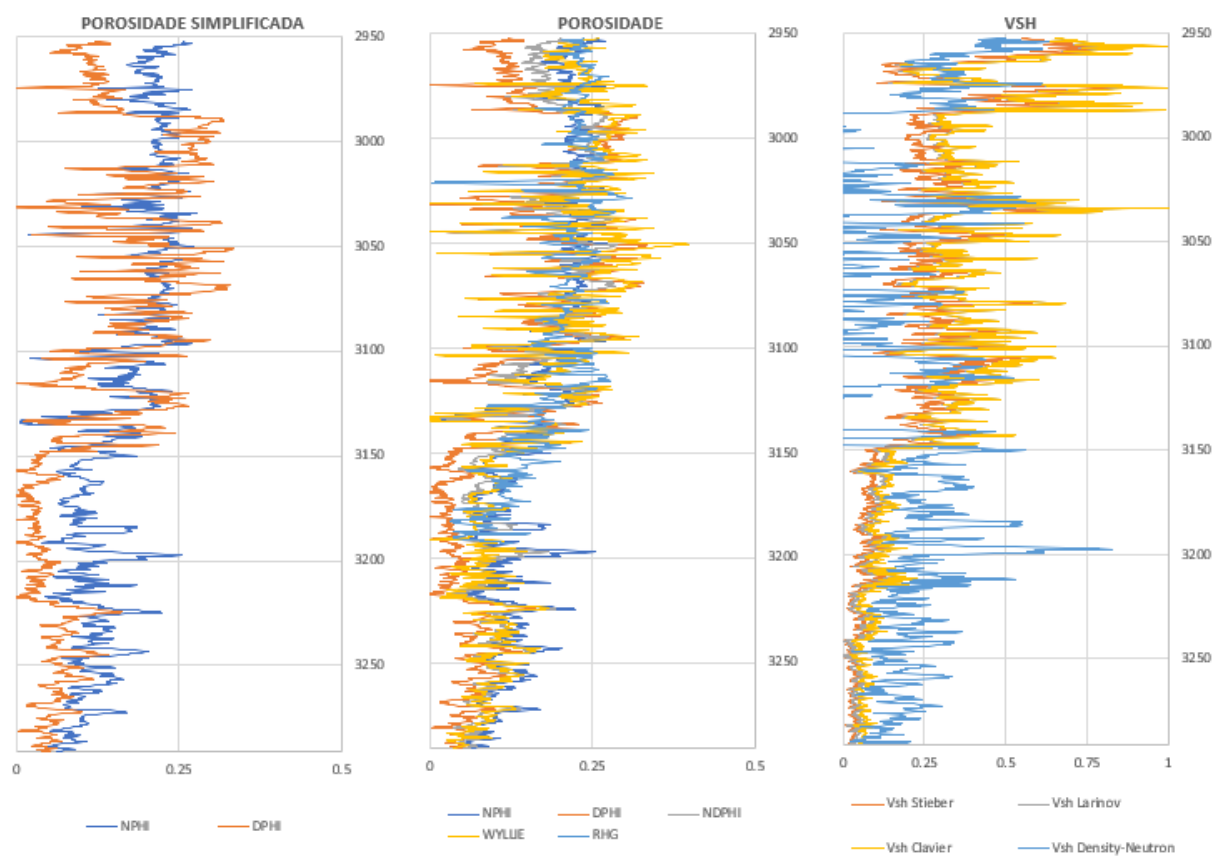


Figura 3: Perfis de Porosidade Simplificada, Porosidade e VHS.

Ao analisar o volume de *shale* (i.e, Vsh, Fig. 3), observa-se que os valores de Larinov variam de 0.0025 a 0.99, e os valores de Clavier variam entre 0.0237 até 1, indicando resultados muito semelhantes e que se aproximam dos valores de Stieber que ficam entre 0.0018 até 1. Segundo Jung (2019), nesse caso, considera-se o resultado de Clavier (entre 25 e 30%) mais preciso, pois seu cálculo leva em consideração um maior número de variáveis. Destaca-se também, que os maiores valores estão nas profundidades em que foram encontrados folhelhos.

Além disso, observa-se no gráfico da Porosidade Simplificada que os perfis NPHI e DPHI, apesar de semelhantes, apresentam alguns locais em que se diferenciam. O que se pode inferir é que em regiões em que esses dados se afastam de forma mais abrupta provavelmente há a ocorrência de gás, e em regiões onde o afastamento é mais sutil provavelmente há ocorrência de óleo (JUNG, 2019), confirmando o que foi previamente analisado através dos perfis de poço (Fig. 2). Para a análise da porosidade, tem-se 5 comparações diferentes. Nota-se que os valores para a metodologia de Willye e RHG são consistentes e que as outras metodologias diferem à medida que a profundidade aumenta. Ainda, observa-se que a maior frequência da porosidade aparece entre 21% e 23%, podendo ser considerada como muito boa (PGT, 2010).

4. CONCLUSÕES

Ao fazer a análise de um poço nota-se a importância da perfilagem para mensurar as propriedades geológicas e petrofísicas das rochas. Ela é utilizada a fim de auxiliar na descoberta de reservatórios de petróleo e caracterizar uma formação. A caracterização do poço NA1A permitiu concluir que esse poço é viável para a exploração, uma vez que pode-se descobrir um reservatório formado por arenito e contendo óleo, gás e água. Além disso, identificou-se a presença de folhelhos que podem servir como armadilhas. Por fim, a porosidade do reservatório é em torno de 22%, podendo ser considerada como uma porosidade boa.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANP. **Campo de Namorado**. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível. 2016. Acessado em 10 jun. 2021. Online. Disponível em: http://www.anp.gov.br/images/planos_desenvolvimento/Namorado.pdf.
- ARAGÃO, M. M. C. A. **Modelagem de Zonas de Fluxo no Campo de Namorado – Bacia de Campos, RJ**. 2017. 97f. Dissertação (Mestrado em Exploração Petrolífera e Mineral) – Programa de Pós-Graduação em exploração Petrolífera e Mineral, Universidade Federal de Campina Grande.
- JUNG, J. R. et al. **Avaliações das Características e Comportamento do Poço NA2 à Luz de Métodos de Perfilagem**. 2019. 11f. Curso de Graduação em Engenharia de Petróleo, Universidade Federal de Pelotas.
- SANTOS, R. A. **Interpretação e Modelagem de Perfis Geofísicos de Poço nos Campos Marginais de Quiambina e Fazenda Mamoeiro**. 2010. 105f. Dissertação (Trabalho de Graduação) – Curso de Graduação em Geofísica, Universidade Federal da Bahia.
- Petroleum Geoscience Technology. *Geologia do Petróleo*. 2010.0