

5º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



10º pdpetro

Realização



TÍTULO DO TRABALHO:

ANÁLISES DE PERFIS DE POÇO DO PÓS-SAL DA BACIA DE CAMPOS

AUTORES:

JOSÉ LEONCIO DE SOUSA SANTOS, JOSÉ AGNELO SOARES

INSTITUIÇÃO:

UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE-UFCG

ANÁLISES DE PERFIS DE POÇO DO PÓS-SAL DA BACIA DE CAMPOS

Abstract

A wireline log of the borehole is one of the main operations carried out during or after drilling to the identification of an exploratory reserve. The present work objective is analyse Well Logs acquired at Campos Basin, in the post-salt region. Besides the Logs, It is shown alternative ways to get complementary information, which are important for a better analysis of the available logs. The additional information obtained were shale content, total and effective porosity, saturation and, from the RES_NET_FLAG and NET_PAY_FLAG logs respectively, the possible and effective thicknesses of hydrocarbon. The well had a significant shale content, and that had to be accounted in the analysis of the logs and the gathering of complementary information. It was arrived at a final interpretation, which was coherent with the data observed, since it was a high-shale-content, hydrocarbon-bearing well.

Introdução

Os perfis realizados em poços de petróleo após as etapas de perfuração, ou até mesmo durante a perfuração são fundamentais na avaliação de uma oportunidade exploratória. A perfilagem geofísica de poço é uma operação de registro das características físicas das formações geológicas e dos fluidos presentes nas mesmas condições mecânicas do poço, através de sensores apropriados (SILVA, 2016). Cada perfil ilustra uma característica específica da formação, tais como resistividade, densidade, radioatividade, dentre outras. Essas informações representam uma imagem fiel da formação, tendo como referência a profundidade.

As informações ilustradas nos perfis obtidas na perfilagem, apesar de representarem uma imagem da formação não são suficientes, diretamente, para uma análise precisa. Características como porosidade, saturação e volume de folhelho são extremamente importantes na análise de uma oportunidade exploratória, e consequentemente no cálculo do volume de reserva. Entretanto, indiretamente os perfis auxiliam na obtenção dessas informações.

O presente trabalho mostra a interpretação de perfis geofísicos de um poço de petróleo do pós-sal na Bacia de Campos. A mesma se estende do estado do Espírito Santo, próximo à costa da cidade de Vitória, até a cidade de Arraial do Cabo, no litoral norte do Estado do Rio de Janeiro (CAMATTA et al., 2012). Classificada, segundo a Teoria da Tectônica de Placas, como tipo margem continental passiva ou uma bacia de mares divergente, ou ainda do tipo Atlântico (BARBOZA, 2005).

Bacia preenchida por três mega-sequências tectono-estratigráficas: mega-sequência não marinha contém as principais rochas geradoras de hidrocarbonetos, os lutitos lacustres do Cretáceo Inferior da Formação Lagoa Feia; mega-sequência transicional contém um pacote siliciclástico e carbonático (reservatórios pré-sal) coberto por evaporitos do Apiano e a mega-sequência marinha que compreende uma unidade carbonática sobreposta por uma espessa sequência siliciclastica do Cretáceo Superior-Terciário e por sedimentos Quaternários (ASSIS, 2015). Algumas características peculiares, tais como um baixo grau de afinamento crustal, reativação das fontes de sedimentos, intensa tectônica adiastrófica e variações do nível do mar tornam esta bacia singular em termos de potencial para acumulação de hidrocarbonetos (MELGAÇO, 2010).

Metodologia

O perfil de raios gama (curva *GR*) mede a radioatividade total emitida das formações geológicas em análise, devido à presença de isótopos minerais e fluídos, principalmente em rochas como folhelho ricas em argilominerais (ASSIS, 2015). Rochas ricas em grãos de feldspato ou conglomerado polimíticos são exceções a essa regra (RODRIGUES, 2015). Os detectores de perfilagem registram a soma dos principais isótopos presentes na formação; urânio, tório e potássio. A relação direta entre *GR* e o teor de argila presente na formação é fundamental para o cálculo do volume de folhelho.

O perfil de resistividade (curva *LLD*) consiste na medida dos íons dissolvidos nos fluídos presentes nas formações. É verificada a resistência a passagem de corrente elétrica na formação, a qual está relacionada ao teor de sais presente. A mensuração da resistividade da formação é fundamental para a identificação e avaliação da saturação de hidrocarboneto.

O perfil de densidade (curva *RHOB*) consiste em verificar a densidade total da formação tendo como referência a profundidade. Propriedade mensurada através do bombardeio por um feixe monoenergético de raios gama emitidos por uma fonte radioativa (Cs^{137}) direcionada com nível energético da ordem de 0,662 MeV, verificando o decrescimento da intensidade do feixe radioativo sendo absorvido em função da densidade da formação (RODRIGUES, 2015). A identificação dessa característica da formação é de extrema importância para o cálculo da porosidade, desde que também sejam conhecidos da densidade da matriz e do fluído intersticial.

O perfil de nêutrons (curva *NPHI*) tem como princípio o bombardeamento de rochas com nêutrons, radioatividade induzida artificialmente (LOGELO, 2011). A ausência de carga elétrica nas partículas de nêutrons permite que o mesmo consiga atingir uma penetração considerável na formação, ocorrendo choques elásticos e inelásticos dos nêutrons com as partículas de rocha. Ao colidir de forma inelástica com os átomos de hidrogênio, os nêutrons são absorvidos e uma radiação gama é emitida, indicando diretamente a presença de fluido portador de hidrogênio a partir da intensidade do raio gama, no caso, água ou óleo, e indiretamente a porosidade da formação, devido a necessidade de poros para haver fluido. Porém, as informações fornecidas por esse perfil, por vezes, necessitam de correções, devido a presença de argila e absorvedores.

O perfil sônico (curva *DTCO*) está fundamentado nas propriedades acústica das rochas (LOGELO, 2011). A velocidade do som varia conforme o meio em que suas ondas se propagam, sendo mais rápida nos sólidos que nos líquidos e gases, por isso uma rocha que possuir maior volume de fluidos dentro de seus poros (maior porosidade) resultará em um tempo de trânsito maior do que uma com menos fluidos (menor porosidade) (RODRIGUES, 2015). Sendo um perfil extremamente importante na visualização da compactação da formação e consequentemente no cálculo da porosidade.

O perfil caliper (curva *CALI*) consiste em verificar a conformidade do diâmetro do poço tendo como referência o diâmetro da broca utilizada, sendo um bom indicador litológico, devido em zonas de baixa compactação, por vezes, ser visível a presença de arrombamentos na parede do poço, ou até mesmo a presença de estruturas cavernosas.

A partir de alguns desses perfis é possível calcular algumas propriedades importantes da formação para uma melhor análise do poço, tais como volume argiloso, porosidade e saturação, utilizando respectivamente os seguintes perfis, raios gama, densidade e resistividade.

Cálculo do volume de argila;

Para o cálculo do volume argiloso da formação (curva Vsh) é utilizado o perfil de raios gama, pelo fato de ser um bom perfil indicador da litologia, para isso, utiliza-se a seguinte expressão:

$$Vsh = \frac{GR - GR_{mín}}{GR_{máx} - GR_{mín}} \quad (1)$$

Os valores utilizados presentes no perfil de raios gama foram; 115.15 para o (GR), valor que corresponde a um cut-off de 75%, 70.675 para o raio gama mínimo ($GR_{mín}$) e 147.989 para o raio gama máximo ($GR_{máx}$). Esses valores são fortes indicativos de grande argilosidade nessa possível oportunidade exploratória.

Cálculo das porosidades total e efetiva;

Para o cálculo da porosidade total (curva $PHIT_D$) é utilizado o perfil de densidade, a qual é obtida pela seguinte expressão:

$$\phi_{total} = \frac{\rho_{ma} - \rho_B}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \quad (2)$$

O cálculo da porosidade efetiva (curva $PHIE_D$) leva em consideração a porosidade do volume argiloso, devido as argilas não possuírem uma interconectividade de poros, o que define a porosidade efetiva. Sendo a porosidade do volume argiloso dada por:

$$\phi_{sh} = Vsh \frac{\rho_{ma} - \rho_{sh}}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \quad (3)$$

Logo; a porosidade efetiva e a diferença entre a porosidade total da formação e a porosidade do volume argiloso, poros não interconectados, dada por:

$$\phi_{ef} = \phi_{total} - \phi_{sh} \quad (4)$$

Os valores utilizados para as densidades foram; 2.295 para a densidade total da formação (ρ_B), valor identificado no perfil de densidade (curva $RHOB$), 2.1 para a densidade da argila (ρ_{sh}), pois este valor estimado é representativo para a mesma, 0.9 para a densidade do fluído (ρ_{fl}), valor também estimado levando em consideração a presença de água e óleo na formação e para a densidade da matriz (ρ_{ma}), o programa entende que é a diferença entre a densidade total e a densidade da argila, visto que a densidade total é a soma da densidade da matriz mais a da argila. Quanto ao volume de argila (Vsh), foi selecionada como dado de entrada a curva respectiva calculada a partir do perfil de raios gama ilustrado na etapa anterior.

Cálculo de saturação de água;

Para o cálculo de saturação da água presente na formação (curva SW_{AR}) foi utilizada a equação de Archie, dada por:

$$S_w^n = \frac{a R_w}{\phi^m R_t} \quad (5)$$

Foram considerados os seguintes valores para os coeficientes de tortuosidade ($\alpha = 1$), fator de cimentação ($m = 2$) e fator de saturação ($n = 2$). Para identificar a resistividade da água (R_w) foi considerada uma zona na base da região perfilada com saturação de 100% em água, ou seja ($S_w = 1$), a porosidade e resistividade identificadas nas respectivas curvas *PHIE_D* e *LLD*, nesta etapa, foram 0.007 e 1.1, obtendo assim um valor para a resistividade da água de 0.005.

Por último foram criadas as curvas de *RES_NET_FLAG* e *PAY_NET_FLAG*, as quais indicam respectivamente a possível presença de óleo e a presença, de fato, de óleo. Para isso, foram utilizadas as curvas de volume argiloso (*Vsh*) com um intervalo de análise entre 0 e 0.75, devido ser um poço bastante argiloso, a curva de saturação (*SW_AR*) o intervalo de análise adotado foi entre 0 e 0.85 e a porosidade efetiva (curva *PHIE_D*) foi entre 0 e 0.007. Todas essas curvas adicionais geradas a partir dos perfis foram adicionadas a tela de visualização junto com os mesmos, como segue na figura 1.

Resultados e Discussão

As análises dos perfis foram divididas por zonas tendo como referência a profundidade, assim como a das curvas de interpretação criadas. As zonas demarcadas na figura 1 são respectivamente zona 1 (Z1), zona 2 (Z2) e zona 3 (Z3).

A zona 1 mostra-se um pouco argilosa, dando pequenos indícios da presença de óleo em seu topo, pois há um pequeno aumento da resistividade (curva *LLD*), também dando fortes indícios de tal possibilidade os perfis de neutros (curva *NPHI*) com uma pequena redução em seu percentual, bem como o perfil de densidade (curva *ROHB*) com uma certa redução e o sônico (curva *DTCO*) indicando um maior tempo de trânsito. Por ser um intervalo muito pequeno, provavelmente, não foi suficiente para que a curva de *PAY_NET_FLAG* identificasse a presença de óleo, mas foi suficiente para a curva de *RES_NET_FLAG* dar indícios da possível presença nessa zona, apesar da saturação de água (curva *SW_AR*) está 100% em todo o intervalo.

A zona 2 apresenta-se bastante argilosa, isso é notório pelo perfil de raios gama (curva *GR*) que está com cut-off de 75%, além da curva do volume de folhelho indicar valores que ultrapassam 50%. Não há indicativos de óleo nessa zona, pois o perfil de resistividade se mantém muito baixo. A mesma dá indicativos de haver uma certa porosidade na parte inferior, isso pode estar ocorrendo devido pequenos arrombamentos na parede do poço ilustrados pelo perfil de caliper que inclusive pode ter influenciado em uma possível possibilidade de óleo identificada pela curva *RES_NET_FLAG*, ou seja, a informação pode ter sido mal interpretada pelo software.

A zona 3 ainda continua com um certo volume argiloso, porém menor que as zonas anteriores. Há grande indicativos de presença de óleo nessa zona, principalmente no topo, pois houve um aumento de resistividade (curva *ILD*), a qual se mantém por grande parte da zona, o perfil de nêutrons (curva *NPHI*) confirma essa possibilidade com a redução do percentual de hidrogênio presente na formação, isso, em especial, na parte superior da zona. Na parte superior da zona também é notório pelo perfil de caliper (curva *CALI*) que houve um certo arrombamento na parede do poço, isso pode ter influenciado no alto valor das porosidades total e efetiva (curvas *PHIT_D* e *PHIE_D*), pois o reservatório é bastante argiloso para indicar picos de porosidade de mais de 25%. A saturação (curva *SW_AR*) é condizente com os perfis ilustrados, nessa zona. As curvas de *RES_NET_FLAG* e *NET_PAY_FLAG* confirmam o indicativo de óleo e a presença, de fato, respectivamente de uma oportunidade exploratória, apesar de serem intervalos inconstantes, porém existentes. É notório nessa zona que em sua base há a presença de água, pois o perfil de resistividade (curva *LLD*) sofre uma grande redução, bem como a saturação volta a ser 100% além dos perfis de densidade e de nêutrons darem fortes indicativos se afastando um do outro.

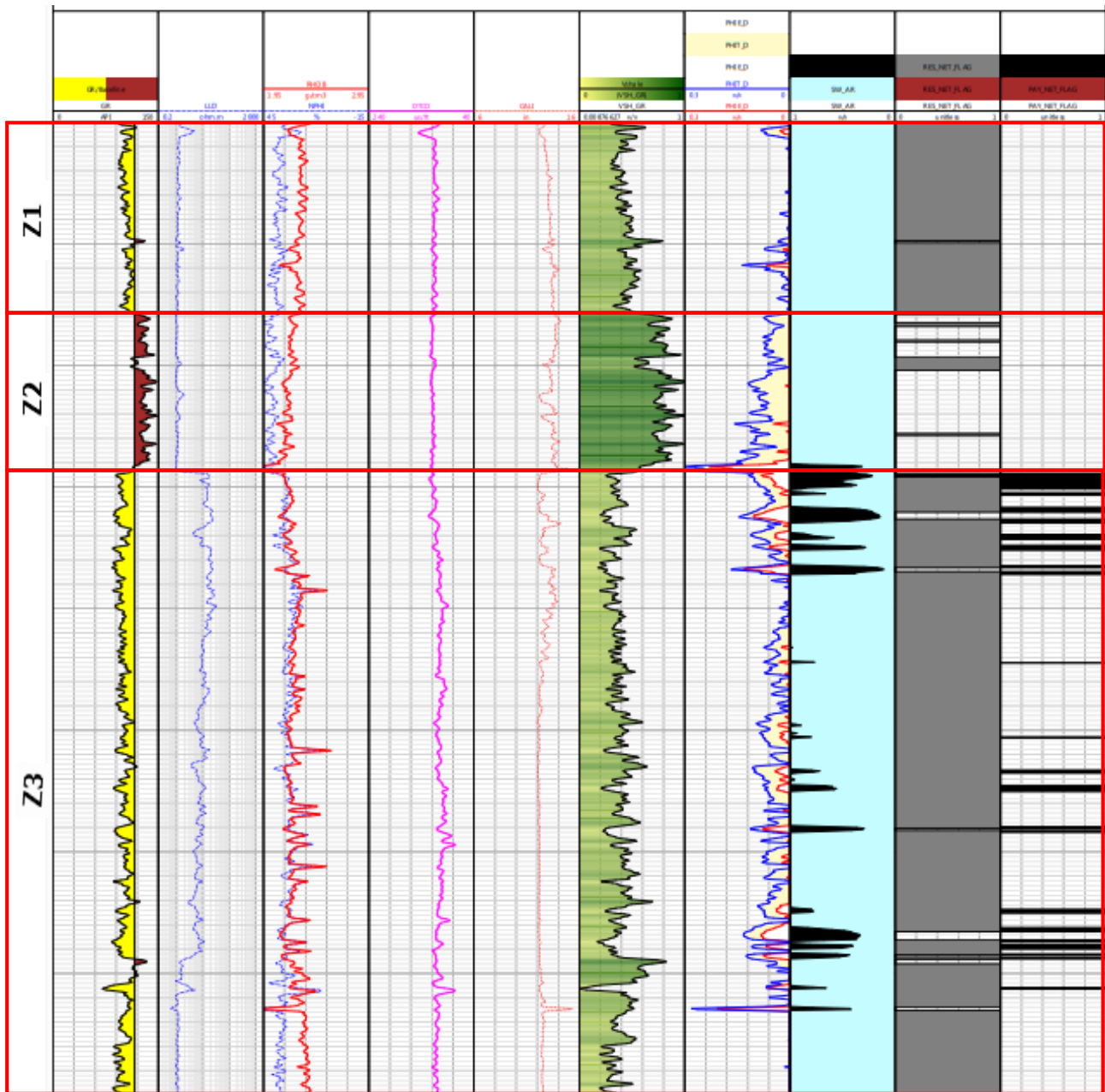


Figura 1: Tela de visualização com perfis e curvas geradas

Conclusões

O presente trabalho mostrou a interpretação de perfis de um poço do pós-sal na Bacia de Campos, ao longo deste, foi mostrado que é possível obter informações importantes de uma possível oportunidade exploratória a partir de perfis simples utilizando uma ferramenta com modelos eficientes. A interpretação dos perfis, bem como dos modelos gerados mostraram a grandiosidade que é a Bacia de Campos como reserva petrolífera, não descartando a possibilidade de regiões bastante argilosas.

Agradecimentos

Os autores agradecem a Universidade Federal de Campina Grande e a Unidade Acadêmica de Mineração e Geologia por disponibilizar o Laboratório de Informática para realização do trabalho. Agradecem também a PETREC pela disponibilização dos dados.

Referências Bibliográficas

RODRIGUES, Betina Sodré de Oliveira. **Interpretação Básica de Perfis Geofísicos de Poços Utilizando Linguagem Fortran 95 e Softwares Livres**. 2015. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Geofísica) - Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2015.

ASSIS, Ana Julia Magnus. **Características Litológicas Interpretadas a Partir de Perfis Geofísicos de Poços**. 2015. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Geologia) - Universidade do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2015.

LOGELO, Claudia Benitez. **Cálculo da Porosidade do Reservatório de Namorado Utilizando a Perfilagem Geofísica**. 2011. Dissertação de Mestrado (Mestre em Engenharia Civil) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

CAMATTA, Diogo Cevolani; NARCIZO, Ramon Baptista; LEMOS, André Rodrigues; CARDOSO, Rodolfo. A Articulação Entre Academia e Indústria na Bacia de Campos (RJ): Evidências a Partir da Atuação do Laboratório de Empreendimentos Inovadores na Região. **VIII Congresso Nacional de Excelência em Gestão**, [S. l.], p. 16, 8 jun. 2012.

SILVA, Raphael Ribeiro. **Caracterização Petrofísica de Reservatório Carbonático Albiano a partir de Perfis de Poço e Medições de Laboratório**. 2016. Dissertação de mestrado (Mestre em Engenharia de Reservatório e de Exploração) - Universidade Estadual do Norte Fluminense, Macaé, 2016.

BARBOZA, Eduardo Guimarães. **Análise Estratigráfica do Campo de Namorado (Bacia de Campos) com base na Interpretação Sísmica Tridimensional**. 2005. Tese de doutorado (Doutorado em Geociências) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, [S. l.], 2005.

MELGAÇO, Patrícia P.P. de Souza. **Análise Morfológica do Alto de Cabo Frio e sua Influência na Sedimentação na Porção Sul da Bacias de Campos**. 2010. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Geofísica) - Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2010.