

10º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

ANÁLISE DE PERFIL GEOLÓGICO PARA AVALIAÇÃO DE POÇO DE PETRÓLEO UTILIZANDO A FERRAMENTA TECHLOG

AUTORES:

Raquel Bezerra Rodrigues De Melo Freitas, Thiago Augusto de Oliveira, Vanessa Katllen Costa, Wayne Gabriel Nóbrega Firme

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal de Campina Grande - UFCG

ANÁLISE DE PERFIL GEOLÓGICO PARA AVALIAÇÃO DE POÇO DE PETRÓLEO UTILIZANDO A FERRAMENTA TECHLOG

Abstract

Profiling begins the completion of the stages in the drilling activities of a well, proving to be a very important phase for understanding the well. Geophysical profiles are curves obtained by physical methods that measure the properties of rocks. This work aims to make an analysis of a geological profile through the use of TecLog tool, seeking to identify the zones of possible hydrocarbon reservoirs. The following curves were defined and interpreted: Gamma Rays (GR), Neutral Porosity (NPHI), Density (RHOB), Sonic Porosity (DRHO), Resistivity (ILD). Saturation was calculated from Archie's equation and the water saturation curve (Sw) was plotted. One of the curves used as input variables was the resistivity curve (ILD). As parameters were defined the resistivity of water equal to 0.0079. It was possible to determine the different zones present in the formation and their properties, from the constructed profile. Considering the curves already obtained, the shale volume (VSH), effective porosity (PHIE_D), total porosity (PHIT_D), water saturation (SW_AR), RES_NET and PAY_NET curves were constructed. For the lithology determination the gamma ray profile was used, in this profile different zones were identified based on the amount of radioactivity present in the formation. More clay zones are characterized by a high GR profile reading, while sandy zones are characterized by a low GR profile value. After an interpretation of the ILD curve along with that of GR, 3 reservoir zones are identified, one mostly saturated with water and the other two saturated with hydrocarbon. After elaborating all RES_NET and PAY_NET input curves, RES_NET showed the reservoir formation regions, independent of saturating fluid.

Introdução

A indústria de petróleo sempre apresentou grandes fronteiras e, com isso, imensos desafios tecnológicos. Com a escassez de descobertas de novas jazidas de petróleo convencionais, a indústria foi desafiada a buscar esse recurso em zonas cada vez mais remotas e com características pouco conhecidas. Além das grandes lâminas d'água e distância do litoral, os reservatórios possuem condições extremas de pressão, temperatura, profundidade e características físico-químicas que dificultam ainda mais a caracterização das formações, caracterização esta imprescindível para uma recuperação eficiente e economicamente viável. O ramo da indústria do petróleo que estuda as características das formações geológicas, visando obter a produtividade do reservatório é a Avaliação de Formações (Perfilagem de Poço, [201-]).

De acordo com THOMAS (2001), denomina-se “Testes de Formação” ou “Avaliação de Formações” as atividades e estudos que visam definir em termos qualitativos e quantitativos o potencial de uma jazida petrolífera, isto é, a sua capacidade produtiva e a valoração das suas reservas de hidrocarbonetos. Os testes de formação e produção são as principais operações de avaliação, utilizadas para obter as informações necessárias ao desenvolvimento e acompanhamento de campos de petróleo e o gerenciamento desses reservatórios de óleo e gás. A avaliação tem início com as prospecções geológicas, continua durante a perfuração dos poços e se prolonga durante a fase de produção do reservatório, finalizando apenas com o esgotamento da jazida e seu abandono (MARQUES et al., 2019).

Após a identificação de locais que reúnam características suficientemente favoráveis à presença de óleo e/ou gás é necessária a execução de poços exploratórios, pois somente o acesso direto ao local fornecerá a certeza quanto à presença dos hidrocarbonetos. Um dos métodos de obtenção de volume de reserva está na avaliação dos perfis geofísicos.

Os perfis geofísicos de poços fornecem informações que são indispensáveis para caracterização geológica de reservatórios de água em profundidade, tais como a variabilidade sedimentar em escala uniforme, medidas de propriedades físicas do aquífero, além de informações adicionais para delimitação do aquífero (Keys, 1990; Nery, 1995; Mendes & Verma, 2000).

Na Perfuração de poços são utilizados sensores que registram a variação de diferentes parâmetros ao longo do eixo do poço, tais como: porosidade, permeabilidade, resistividade, saturação, velocidade de propagação de ondas.

As propriedades geofísicas das formações na subsuperfície podem variar com o passar do tempo. Assim, a interpretação ou quantificação das propriedades, com medições realizadas em momentos diferentes, estão expostas a erros pela falta de correlação da mudança da propriedade no tempo. Por isso, é importante levar em conta a simultaneidade das medições de poço.

As propriedades geofísicas das formações na subsuperfície podem variar com o passar do tempo. Assim, a interpretação ou quantificação das propriedades, com medições realizadas em momentos diferentes, estão expostas a erros pela falta de correlação da mudança da propriedade no tempo. Por isso, é importante levar em conta a simultaneidade das medições de poço. Por outro lado, algumas medições se tornaram importantes devido à informação contida para inferir as propriedades de um tipo de rocha ou pelo tipo de aplicação (Ellis & Singer, 2008).

Na geofísica de poços, geralmente, são utilizados os seguintes perfis: caliper, potencial espontâneo, resistividade, indução, raio gama, raio gama espectral, densidade, sônico, densidade nêutrons e perfis com imagens sísmicas e de resistividade. Nesse trabalho, por exemplo, utilizou-se os seguintes perfis: Sônico (DT), Raio Gama (GR), Resistividade (ILD), Densidade (RHOB), Densidade de Nêutrons (NPHI).

➤ PERFIS GEOFÍSICOS:

PERFIL SÔNICO (DT):

Consiste em uma ferramenta descida no poço, com emissores de ondas sonoras que irão bombardear a formação. A onda irá ser refletida e refratada a medida que se propaga em regiões de diferentes densidades. Os receptores irão captar as ondas, determinando o seu tempo de trânsito. Como as ondas sonoras se propagam através da matéria, quanto maior a densidade de uma rocha, maior será sua velocidade e menor será seu tempo de retorno para o receptor. Portanto, quanto menor o tempo de trânsito, menor a porosidade de uma rocha.

PERFIL RAO GAMA (GR):

A ferramenta de raios gama mede a radioatividade natural das formações, com base no decaimento dos átomos entre isótopos, acompanhada por emissão de partículas α , β e γ e geração de calor (CAMPINHO, 2000).

O perfil GR é básico e indispensável em qualquer programa de perfuração de poço exploratório. Em rochas sedimentares, a curva de raios gama reflete o conteúdo argiloso da rocha, pois os elementos radioativos tendem a se concentrar em minerais argilosos e por conseguinte, em folhelhos. As formações “limpas”, arenitos quartzosos por exemplo, têm um nível radioativo baixo. Arenitos feldspáticos, no entanto, apresentam alto índice radioativo (CAMPINHO, 2000).

PERFIL DE RESISTIVIDADE (ILD):

O perfil ILD, é um perfil de resistividade de indução. Consiste na descida de uma ferramenta no poço, que contém uma bobina emissora e outra receptora de campo eletromagnético. Um campo eletromagnético é emitido pela bobina emissora, esse campo penetra a formação e gera uma corrente elétrica. Além disso, induz um segundo campo eletromagnético que é captado por um receptor e convertido em uma corrente elétrica. Esta corrente é medida e através dela é possível quantificar a resistividade da rocha. Este perfil pode ser utilizado em lama a base de óleo.

PERFIL DE DENSIDADE (RHOB):

Neste perfil de poço são registradas as medições das densidades das rochas, ao longo de um poço, como uma função da profundidade. As medições são as densidades volumétricas de uma rocha incluindo a matriz sólida e do fluido entre os poros.

A ferramenta de medição consiste em uma fonte radioativa aplicada à parede do poço que emite raios gama de média energia na formação. Assim, esses raios gama podem ser imaginados como partículas de alta velocidade que colidem com os elétrons na formação. Em cada colisão o raio gama

perde um pouco de sua energia para o elétron. Esse tipo de interação é conhecido como espalhamento Compton. Os raios gama espalhados que conseguem atingir o detector são contados e, assim, a quantidade resultante é uma proporção da densidade da formação (Bassiouni, 1994; Schön, 2011).

PERFIL DE DENSIDADE DE NÊUTRONS (NPHI):

O perfil neutrão (nêutron log, NPHI) utiliza uma fonte de nêutrons que possui pequena quantidade de substância radioativa, como Pu-Be, e um cintilômetro a uma distância fixa. Elementos não radioativos são bombardeados com nêutrons e, como resultado da captura de nêutrons pelos núcleos, eles são estimulados, emitindo raios gama que colidem com o cintilômetro. A intensidade da radiação é controlada pela distância que ela percorreu desde o ponto de captura do nêutron. Essa distância depende principalmente da concentração de íons de hidrogênio, que quanto mais alta, mais próxima do poço é a captura de nêutrons e maior o nível de radiação (Keary et al, 2009).

Portanto, este trabalho tem como objetivo fazer uma análise de um perfil geológico através da utilização da ferramenta TechLog, buscando identificar as zonas de possíveis reservatórios de hidrocarbonetos. Foram definidas e interpretadas as seguintes curvas: Raios Gama (GR), Porosidade Neutro(NPHI), Densidade(RHOB), Porosidade Sônica(DRHO), Resistividade(ILD).

Metodologia

Um perfil foi analisado através da utilização da ferramenta TechLog. Ferramenta essa que permite que o usuário execute interpretações básicas e avançadas em todos os tipos de dados do poço, incluindo log, núcleo, imagens, fotos e seções finas. O usuário pode criar sua própria interface de trabalho petrofísico para gerar interpretações significativas com base na experiência local e na aplicação de métodos padrão da indústria para litologia, porosidade, saturação e permeabilidade.

INTERPRETAÇÃO QUANTITATIVA

A interpretação quantitativa de perfis fornece os valores básicos para se determinar o volume de hidrocarboneto em determinada zona. Os dados mais importantes são: resistividade, porosidade efetiva, espessura porosa com hidrocarboneto, que podem ser lidos diretamente do perfil, e o cálculo da saturação de água (S_w). Existem várias fórmulas para determinação de S_w , sendo a mais simples a fórmula de Archie (CAMPINHO et al., 2000).

Com o perfil de Densidade (RHOB), é possível se calcular a porosidade da rocha, pela equação 1.

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_{log}}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \quad (1)$$

Nesse caso, necessita-se a densidade da matriz da rocha (ρ_{ma}) e a densidade do fluido (ρ_{fl}) que satura a mesma.

Para mensuração da argilosidade da rocha, utiliza-se a equação 2.

$$V_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (2)$$

Neste caso, estima-se o GR_{max} e GR_{min} de acordo com uma média aritmética dos maiores e menores valores de Raio Gama medido.

Através da quantificação da porosidade dos reservatórios, é possível saber a saturação de água em uma jazida, a partir da equação 3.

$$S_w^n = \frac{a \cdot R_w}{R_t \cdot \phi^m} \quad (3)$$

Onde, S_w = Saturação de Água; a = Tortuosidade; n = Coeficiente de Saturação; R_w = Resistividade da água; R_t = Resistividade medida no perfil de resistividade; ϕ = Porosidade (RHOB)

PROCEDIMENTO PARA OBTENÇÃO DOS DADOS

Inicialmente foram aplicados na ferramenta TechLog dados de um poço pós-sal, cujo suas informações são de cunho confidencial. Posteriormente, foi feito o zoneamento do poço através da análise do perfil, por meio do estudo empírico das curvas, especificando as possíveis zonas de reservatório e não reservatório. Em que foram criados limites de topo (Top) e da base (Bottom) para cada zona, como mostrado na tabela 1.

Tabela 1: Limites de topo e base para cada zona

Zona	1	2	3	4	5	6	7
Top (m)	2950	2978	2986	3027	3048	3076	3108
Bottom (m)	2978	2986	3027	3048	3076	3108	3150

Fonte: Própria, 2019

Através das funções da ferramenta TechLog foi possível obter mais algumas curvas para melhor avaliação da formação do poço. A primeira curva foi a Vsh, referente ao volume de folhelho. Para isso, a curva GR foi utilizada como variável, os dados do poço e parâmetros foram definidos. Foi utilizado GRmax = 124,8672 e o GRmin = 21,9258 e a equação 2.

A partir da curva de densidade (RHOB) foi obtida duas curvas: a de porosidade total (PHIT_D) e porosidade efetiva (PHIE_D). Para isso, foi definido como parâmetros a densidade da matriz igual a 2,65 e a densidade do fluido igual à 1,05.

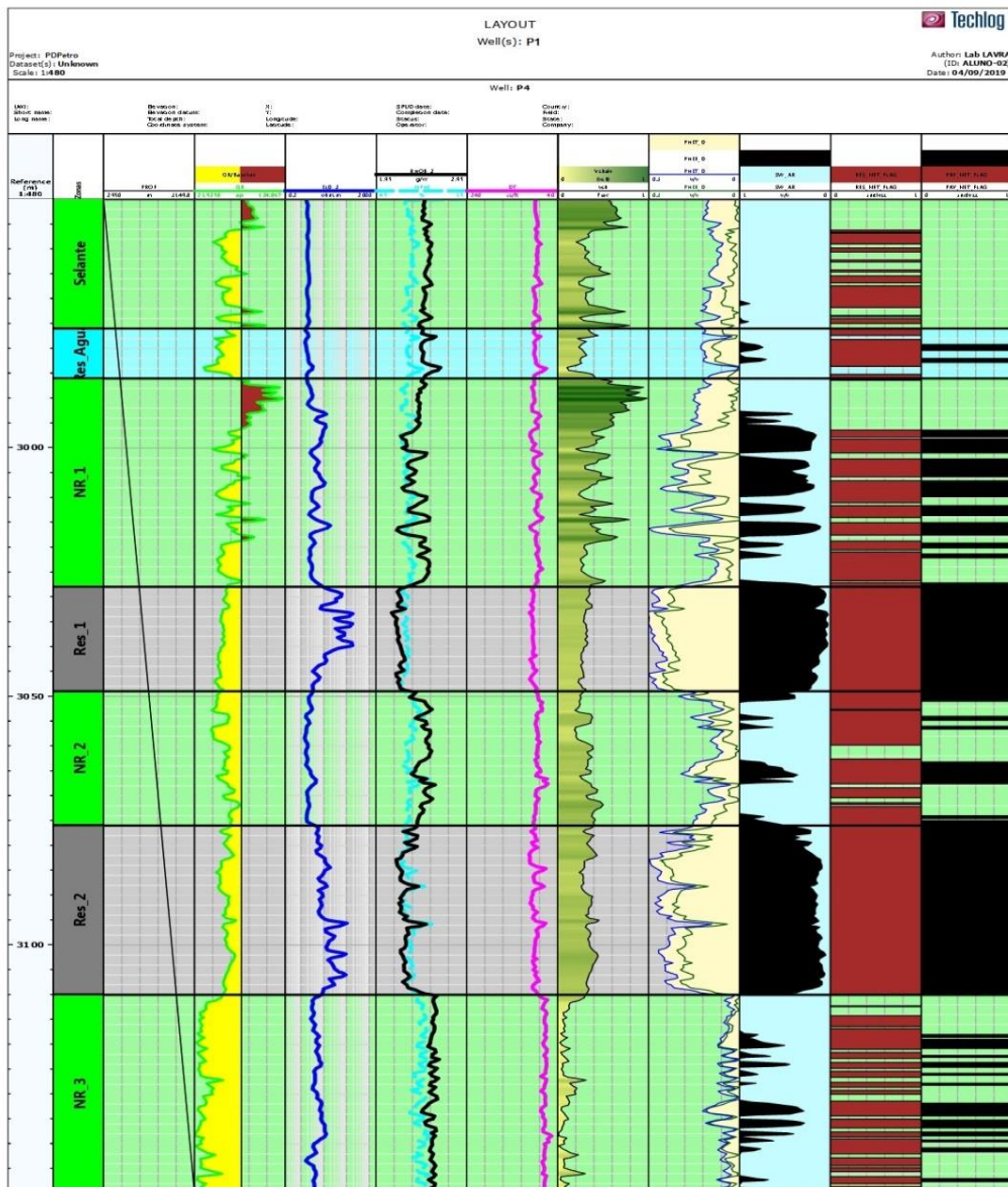
Para obter a curva da saturação da água foi utilizada a equação 3 e a curva de resistividade (ILD) como variável de entrada. Os parâmetros definidos foram: resistividade da água, $R_w = 0,0079$; tortuosidade, $a = 1$; coeficiente de cimentação; $m = 2$ e coeficiente de saturação, $n = 2$.

Por último foram calculados o RES NET e PAY NET, que são curvas criadas a partir dos dados dos perfis já descritos. Para a plotagem de tais curvas foram utilizadas como curvas de entrada a de VSH, PHIE_D e Sw, os parâmetros definidos foram volume máximo de folhelho de 0.5, porosidade mínima de 0.02, porosidade máxima de 0.3 e saturação máxima de água de 0.85. Por fim realizou-se a interpretação do perfil.

Resultados e Discussão

Através da construção do perfil do poço em estudo Figura 1 feito no laboratório da Unidade Acadêmica de Engenharia de Minas, foi possível determinar as zonas contidas na formação. Encontram-se nesse perfil as curvas de raios gama (GR), perfil de densidade (RHOB), perfil de nêutrons (NPHI) e perfil de resistividade (ILD). Além disso, a partir dessas curvas, obteve-se as demais curvas: do volume de folhelho (VSH), porosidade efetiva (PHIE_D), porosidade total (PHIT_D), saturação de água (SW_AR), RES_NET e PAY_NET.

Figura 1. Poço 1



Fonte: Própria, 2019

Para analisar a litologia, foi utilizado o perfil de Raio Gama. Para isso, foi observado na curva a quantidade de radioatividade na formação. Ou seja, em formações argilosas apresentam uma leitura alta de GR, enquanto que em formações arenosas têm uma baixa leitura de raios gamas.

Com o auxílio das curvas de resistividade e saturação, a formação foi separada em 7 zonas diferentes, sendo as elas, divididas em três grupos, identificada por cores:

- Grupo azul: correspondente aos reservatórios de água;
- Grupo verde: correspondente as zonas selantes;
- Grupo cinza: correspondente aos reservatórios de hidrocarbonetos.

Após a identificação das zonas de reservatório de hidrocarboneto, é identificado o fluido que o satura. Para a determinação dessa propriedade de reservatório é usado o perfil de resistividade (ILD).

Fazendo o estudo da curva, zonas porosas e saturadas com água são caracterizadas por baixa

leitura da resistividade, enquanto que zonas pouco porosas ou que contém hidrocarbonetos apresentam alta resistividade.

Após ser feita uma interpretação da curva de ILD juntamente com a de GR, é identificado 3 zonas de reservatório, uma saturada em sua maioria com água e as outras duas saturadas com hidrocarboneto.

Tendo conhecido os reservatórios de hidrocarbonetos, interpretam-se as curvas para a determinação do tipo de hidrocarboneto. Utilizando a curva de densidade (RHOB) juntamente com a curva de nêutrons (NPHI) é possível determinar o tipo de hidrocarboneto que satura no reservatório. A presença de gás causa um aumento na densidade e diminuição na porosidade, causando uma separação considerável entre as curvas. A presença de óleo apresenta comportamento similar ao do gás, porém diverge na separação entre as curvas, pois neste caso é de forma suave. Através dessa análise e observando a Figura 1, conclui-se que os reservatórios são constituídos de óleo.

Alguns parâmetros são definidos através da curva de saturação, sendo eles o RES_NET e o PAY_NET.

O Pay Net é um parâmetro chave quando se trata da avaliação de reservatórios, tendo em vista que é partir dele que se identifica as seções geológicas que possuem o potencial de serem bons reservatórios com quantidades de hidrocarboneto significativas e permeabilidade boa o suficiente para serem considerados economicamente viáveis.

A partir da Figura I, pelo Pay Net foi observado que na zona de água apresenta algumas seções de hidrocarboneto, visto que, pela análise prévia da curva GR não foi observada. Além disso, as zonas de reservatórios de hidrocarboneto podem ser consideradas economicamente viáveis.

Em suma pode-se dizer que o RES_NET indica os possíveis reservatórios de hidrocarbonetos e o PAY_NET indica a confirmação mais exata da localização do reservatório de hidrocarboneto.

Conclusões

Através do estudo realizado, foi possível a interpretação dos perfis e das curvas geradas pelos mesmos. Com isso chegou as seguintes conclusões:

- A formação do poço em questão é constituída por 7 zonas, sendo quatro delas não reservatórios, sendo provavelmente folhelho, e três zonas de reservatório, com uma sendo sua maioria água e as outras duas hidrocarbonetos;
- Pode-se concluir também que o fluido saturante dos reservatórios de hidrocarboneto é óleo;
- E pelos RES_NET e PAY_NET pode-se sugerir que as zonas identificadas com óleo possuem um volume considerável dada seu intervalo apresentando óleo;
- E pela curva de saturação percebe-se que mesmo um reservatório quase completo por água, ainda contem resquício de óleo, confirmado também pelo RES_NET e PAY_NET.

Agradecimentos

Primeiramente agradecer a Deus, pois sem Ele nada seria possível e por fim os agradecimentos vão para Thiago Augusto, Vanessa Katllen, Wayne Nóbrega pela realização desse trabalho.

Referências Bibliográficas

Bassiouni, Z. (1994) Theory. **Measurement and Interpretation of Well Logs**. Textbook Series, Society of Petroleum Engineers (SPE), Vol. 4.

CAMPINHO, Vânia Silva et al. Perfilagem: **Conceitos e Aplicações**. 2000. Disponível em: <<https://www.passeidireto.com/arquivo/50331270/curso-de-perfilagem>>. Acesso em: 05 set. 2019.

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

Ellis, D.V & Singer, J.M. 2008. **Well Logging for Earth Scientists. The Netherlands**, Springer, 692p.

MARQUES, João Bosco Dias et al. **ANÁLISE DE TESTES DE POÇOS**. Disponível em: <https://www.academia.edu/33648544/apostila_testes_de_po%C3%A7os_petrobras>. Acesso em: 28 ago. 2019.

Mendes R.L.R & Verma OM P. 2000. **Perfilagem Geofísica de Poço e SEV Aplicados a Delimitação de Aquíferos**. In: ABAS, XI Congresso Brasileiro de Águas Subterrâneas & 1st Joint World Congress on Groundwater, Fortaleza, 16 p.

Nery G.G. 1995. **Perspectivas da Perfilagem Geofísica de Poços na Hidrogeologia**. In: ABAS, IX Encontro Nacional de Perfuradores de Poços, Curitiba, p. 101-109.

KEARY ET AL, Philip. **Geofísica de Exploração**. Text book, 2009.

Keys W.S. (coord.). 1990. **Borehole geophysics applied to ground-water investigations**. TWRI Book 2, Chapter E2. USGS, Denver, 150 p. Disponível em: pubs.usgs.gov/twri/twri2-e2/pdf/TWRI_2-E2.pdf.

Perfilagem de Poço. 201-. Disponível em: <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/22840/22840_4.PDF>. Acessado em 28 de agosto de 2019.

Schon, J.H. (2011). **Physical Properties of Rocks**, Vol. 8: A Workbook (Handbook of Petroleum Exploration and Production)