

9º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



9º CONGRESSO
Brasileiro de **P&D** em
PETRÓLEO E GÁS

Maceió, AL
de 09 a 11 de novembro
2017

Realização:



ABPG
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE P&D EM
PETRÓLEO E GÁS



CARACTERIZAÇÃO DA ZONA PRODUTIVA DE UM POÇO ATRAVÉS DA INTERPRETAÇÃO PETROFÍSICA

Marcus Vinícius Nunes Lima Rocha¹, Fabrícia Medeiros Santandrea², Larissa Rafaella Barbosa de Araújo³, Rodrigo José Bezerra Lira⁴, Samya Mayra Santos da Silva⁵, Vanessa Limeira Azevedo Gomes⁶.

^{1, 2, 3, 4, 5}Centro Universitário Tiradentes - UNIT, ⁶Centro Universitário Tiradentes - UNIT,
⁶Departamento de Engenharia de Petróleo.

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - 9º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás - ABPG, no período de 09 a 11 de novembro de 2017, em Maceió/AL. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 9º PDPETRO.

CARACTERIZAÇÃO DA ZONA PRODUTIVA DE UM POÇO ATRAVÉS DA INTERPRETAÇÃO PETROFÍSICA

Abstract

The evaluation of formations through activities and studies aims to qualitatively and quantitatively assess the potential of an oil field, that is its productive capacity and the valuation of its oil and gas reserves. Well logging is one of those activities that allows the determination of the type of rock and fluid by continuously recording, on an adequate scale, physical parameters (resistive, acoustic and radioactive), chemical or biological, along a well, allowing to infer the main physical parameters to evaluate a reservoir, such as porosity, lithology, argilosity, permeable layer thickness, density, permeability and fluid saturation. Thereby, this work aims to intensify the importance of a good interpretation of the well profiles in petroleum engineering. With the support of the LogView ++ tool it was possible to generate curves of the profiles caliper, gamma rays (GR), induction (ILD), sonic (DT), density (RHOB) and neutron (PHIN) as a function of depth and thus analyze them to define the zone of interest of the reservoir. As a result of the interpretation of the curves, the range between 661 and 664 m was the zone of interest of the reservoir, because it is a zone of sandstone with good porosity, high resistivity and low water saturation, confirmed by GR, DT and ILD profiles, respectively, and by the crossover obtained by the RHOB and NPHI profiles, identifying permoporous zones and with possible accumulation of oil. Thus, the robustness of the interpretation of the profiles of a well allows the continuity of the evaluation program (potential of the exploratory block) and the development of the field.

Introdução

A avaliação de formações permite obter informações sobre a sua composição e propriedades físicas, bem como sobre a natureza e quantidade de fluidos contidos nos respectivos reservatórios. Esta avaliação é realizada através de informações obtidas nos estudos geológicos, geofísicos e durante a perfuração do poço, perfilagem a poço aberto, isto é, sem revestimento, testes de pressão e de perfilagem de produção.

De acordo com Thomas (2004), o perfil de um poço é a imagem visual, em relação à profundidade, de uma ou mais características ou propriedades das rochas perfuradas (resistividade elétrica, potencial eletroquímico natural, tempo de trânsito de ondas mecânicas, radioatividade natural ou induzida, etc.).

Dessa forma, este trabalho teve como objetivo analisar os perfis de um poço a partir da utilização da ferramenta *Logview++* obtendo informações importantes relativas às formações atravessadas pelo poço X, entre elas: litologia, espessura das camadas, porosidade, identificação de prováveis fluidos existentes nos poros e suas respectivas saturações. Os dados dos perfis foram obtidos em Toby (2005).

Metodologia

O presente trabalho teve como ferramenta o programa *LogView ++*. Este *software* possibilita o rápido gerenciamento de arquivos de perfis de poços e permite que o usuário edite as informações dos perfis, analisando os dados a partir da utilização de uma calculadora avançada e plotando os perfis individualmente ou em conjunto. Para isso foi utilizado o arquivo digital em formato “.LAS” com

dados de Profundidade e dos perfis Raios Gama (GR), Caliper, Indução (ILD), Sônico (DT), Densidade (RHOB), Neutrão (NPHI) e da Saturação relativos ao Poço X.

A interpretação petrofísica das curvas permitiu identificar as litologias e possíveis zonas de interesse da formação. Os perfis Raios Gama (GR), *Caliper* e Sônico (DT) foram analisados em conjunto. O perfil GR registra continuamente a radioatividade natural das rochas decorrente da desintegração espontânea dos átomos das séries potássio (K40), tório (Th) e urânio (U). O *Caliper* mede o diâmetro do poço, fornecendo de forma indireta, uma indicação das condições de estabilidade do poço, identificando as zonas com desmoronamento (folhelhos) e formação de reboco (arenitos). Já o DT relaciona diretamente o tempo de trânsito (ΔT) e a porosidade da formação rochosa, ou seja: quanto maior o tempo de trânsito, maior a porosidade e menor a densidade da formação. O tempo de trânsito é dado em $\mu s/ft$.

Os perfis de porosidade, Densidade (RHOB) e neutrão (NPHI), são analisados em conjunto com o objetivo de identificar zonas permosas. A medida do perfil RHOB 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/cm^3 . Já a porosidade neutrônica mede o índice de hidrogênio da formação. (Scardini *et al.*, 2013).

Resultados e Discussão

Os resultados foram obtidos a partir da interpretação das ferramentas e seus parâmetros petrofísicos. Os perfis foram plotados no *software LogView ++* e, posteriormente, analisados. A Figura 1 mostra dois importantes perfis elétricos, GR e Caliper, utilizados para a determinação da litologia do reservatório.

Nos intervalos entre 616 a 622 m; 637 a 639 m; 655 a 661 m; 664 a 667 m, o perfil mostra uma deflexão elevada da curva, caracterizando a mineralogia dessa zona como folhelho. Já nos intervalos de 622 a 637 m e 639 a 655 m, a curva possui pouca deflexão, diminuindo o valor do perfil Raios Gama, caracterizando a mineralogia como calcário. O calcário é formado a partir do mineral calcita, cuja composição química é o carbonato de cálcio. A procedência do carbonato pode variar, desde fósseis de carapaças e esqueletos calcários de organismos vivos, que compõem os calcários fossilíferos, até por precipitação química. Os calcários, quando de origem química, são formados por processos químicos em ambientes marinhos e de águas rasas (Rocha e Toledo, 2009).

No intervalo de 661 a 664 m, a curva mostrou uma deflexão moderada, um pouco maior que a apresentada no calcário e segundo a análise mineralógica esse intervalo é caracterizado como arenito. O arenito corresponde à areia litificada. É composto por quartzo, feldspato (ou outros minerais de origem ígnea) e fragmentos líticos.

Por fim, o intervalo de 667 a 675 m possui uma deflexão que caracteriza a litologia dessa zona como sendo arenito argiloso. Esse tipo de arenito possui uma quantidade maior de argila presente nos poros da rocha. A análise do perfil elétrico *Caliper* (Figura 1) juntamente com o perfil GR mostra uma zona de desmoronamento no intervalo de 657 a 660 m, onde houve uma grande deflexão da curva do perfil, significando que essa zona está instável e provavelmente é formada mineralogicamente por folhelho, confirmando assim a análise inicial. Já o intervalo de 616 a 655 m não apresenta mudança significativa na deflexão da curva do perfil, significando assim que essas zonas estão estáveis.

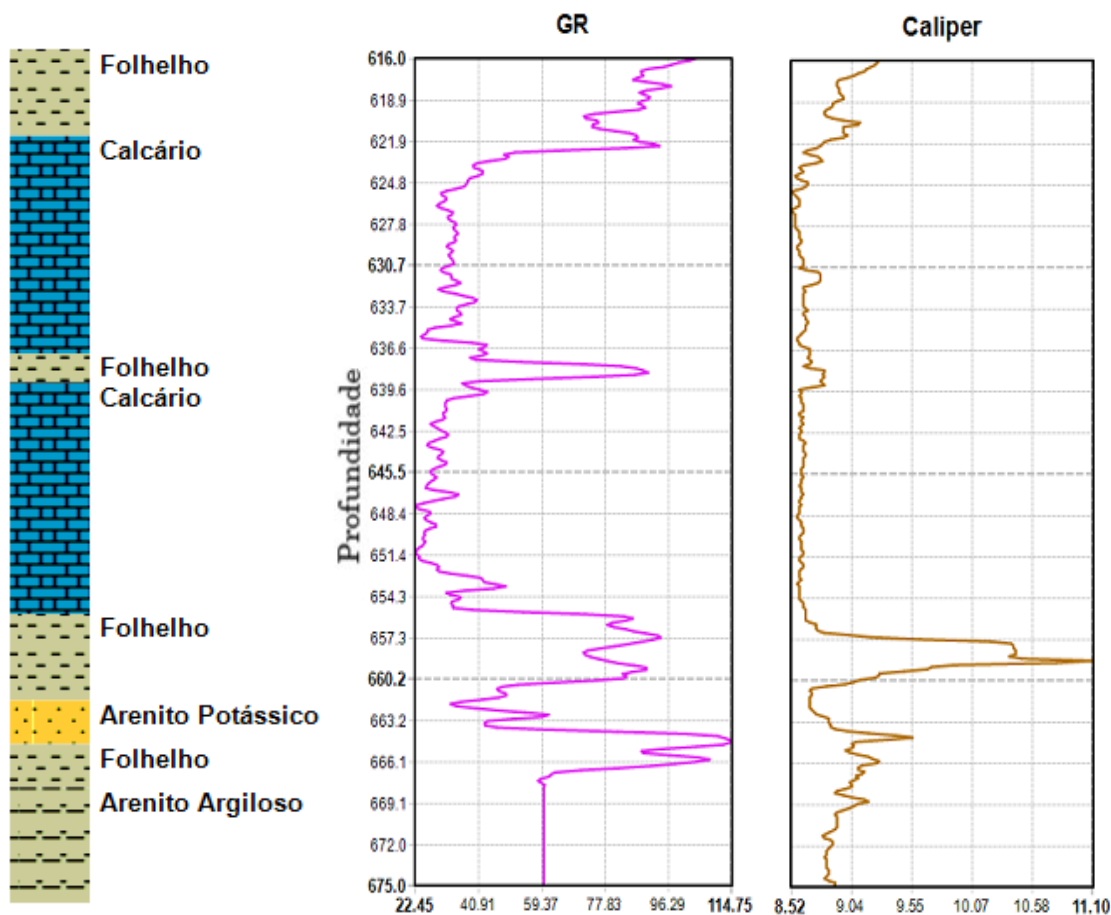


Figura 1: Litologia e Perfis Raios Gama e Caliper.

Fonte: Dados dos autores.

A Figura 2 apresenta a curva do perfil sônico (DT). No trecho entre 616 a 622 m, litologia do tipo folhelho, o equipamento registrou ΔT com valores aproximados de 62 $\mu\text{s}/\text{ft}$ a 72 $\mu\text{s}/\text{ft}$, ou seja, ΔT se enquadra no intervalo da matriz do tipo folhelho. Nos intervalos entre 622 a 637 m e 661 a 664 m, litologia do tipo calcário, o equipamento registrou ΔT com valores aproximados de 55 $\mu\text{s}/\text{ft}$ a 76 $\mu\text{s}/\text{ft}$ e 63 $\mu\text{s}/\text{ft}$ a 75 $\mu\text{s}/\text{ft}$, respectivamente. Em certos intervalos, foi identificado um aumento significativo do ΔT , onde é possível deduzir ser uma zona mais porosa com possível fluido dentro dos seus poros.

Nos intervalos entre 637 a 639 m e entre 655 a 661 m, litologia do tipo folhelho, o equipamento registrou ΔT com valores variando entre 58 $\mu\text{s}/\text{ft}$ a 76 $\mu\text{s}/\text{ft}$, se enquadrando no intervalo da matriz do tipo folhelho compactado. E no trecho entre 661 a 664 m, litologia do tipo arenito potássico, o ΔT determinou valores aproximados de 61 $\mu\text{s}/\text{ft}$ a 72 $\mu\text{s}/\text{ft}$. É notável que todo o intervalo há elevados valores de ΔT , ou seja, uma zona bastante porosa com possível presença de fluidos no interior da rocha, que será determinado pelos perfis porosidade e resistividade.

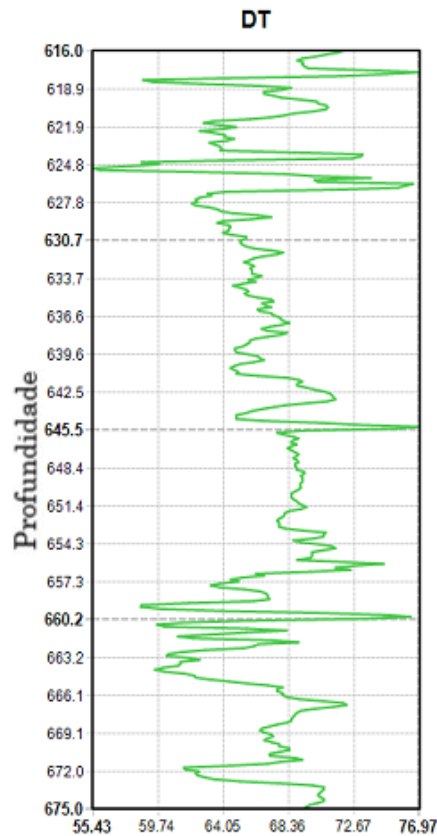


Figura 2: Perfil sônico.

Fonte: Dados dos autores.

Após a determinação das litologias, os perfis de porosidade foram analisados em conjunto: Densidade e Neutrão (Figura 3). Percebe-se que a zona de interesse está localizada no intervalo de 661 a 664 m, pois as curvas dos perfis Densidade e Neutrão se cruzam, ou seja, quando há o cruzamento desses perfis indica uma zona permeável e porosa. Na análise desses perfis percebe-se a diminuição do perfil Neutrão em relação ao perfil Densidade, formando um *crossover*, zona que indica a presença de fluidos.

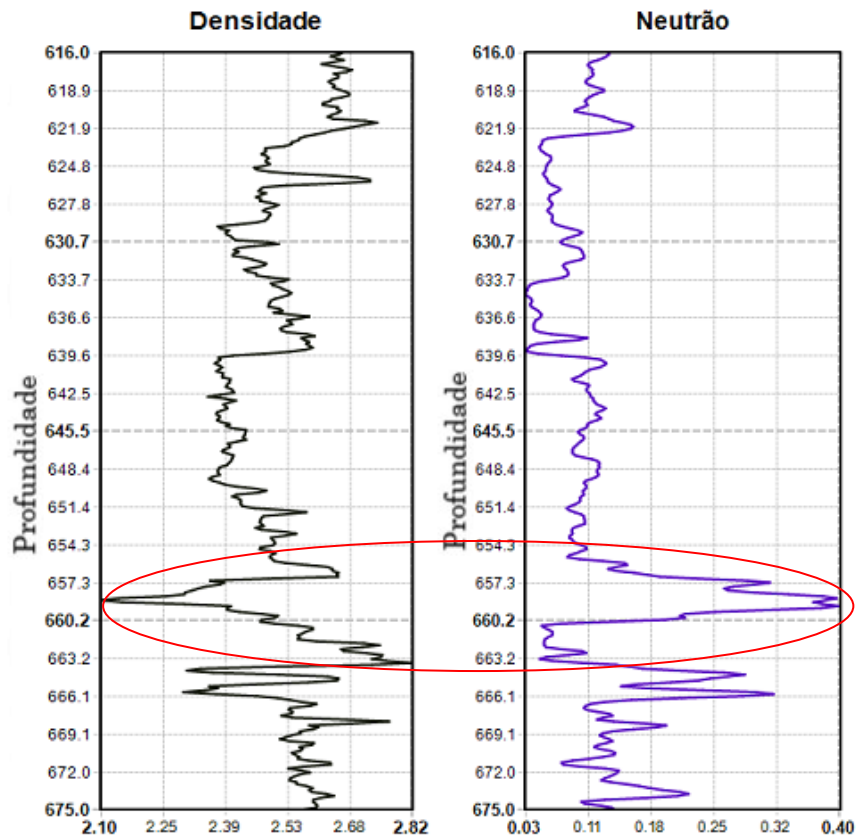


Figura 3: Perfis Densidade e Neutrão.

Fonte: Dados dos autores.

Ao analisar concomitantemente o perfil Resistividade e a saturação da água (Figura 4), observa-se deflexão da curva do perfil Resistividade nos intervalos de 661 a 664 m (arenito), registrando uma alta resistividade, e saturação de água de média a baixa, indicando a presença de óleo. Já nos intervalos entre 616 a 622 m (folhelho) apresenta altos valores do perfil saturação, indicando a presença de água.

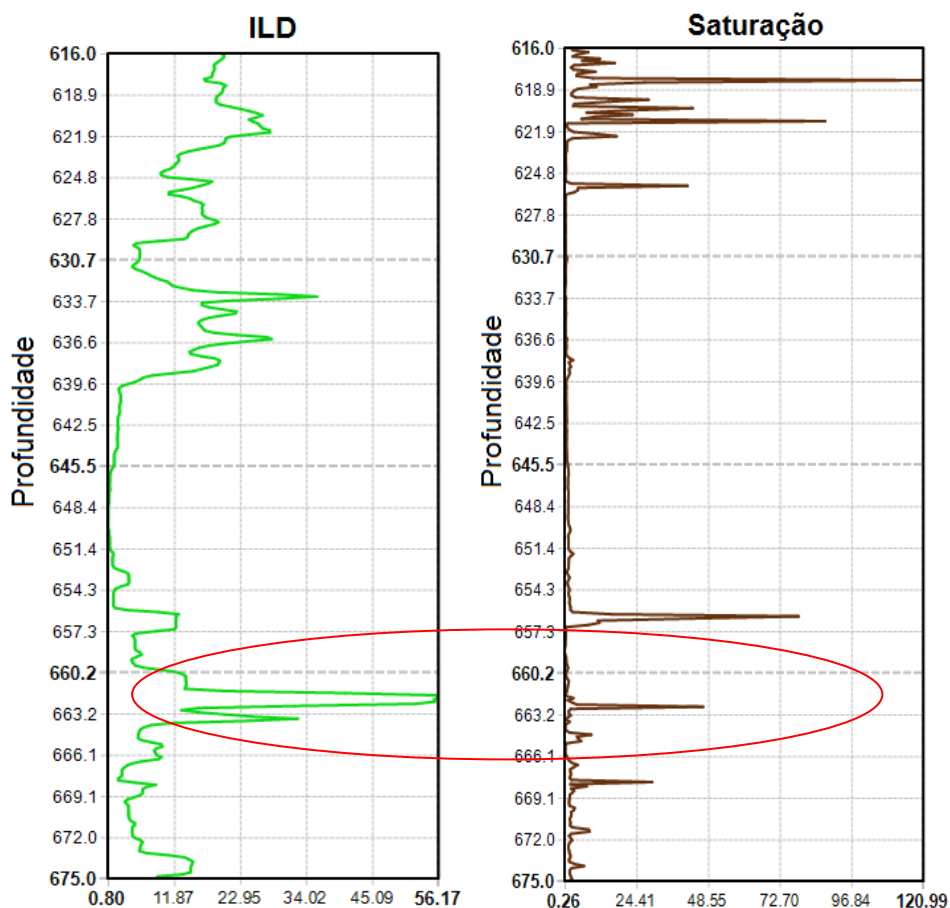


Figura 4: Perfis Resistividade e Saturação de água.

Fonte: Dados dos autores.

O intervalo de 661 a 664 m (arenito) é definido como a zona de interesse, uma vez que, a mesma é formada por uma rocha reservatório (arenito), que tem capacidade de armazenar HC, uma boa porosidade confirmada pelos perfis densidade e neutrão, apresentando uma zona de *crossover* e um elevado tempo de trânsito, ou seja, possui vários requisitos para conter hidrocarbonetos.

Conclusões

O presente trabalho, através da interpretação de perfis de poços, permitiu a caracterização da zona produtora do poço X e ajudou a identificar que o reservatório é um arenito onde estão presentes água e óleo.

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

Assim, através da ferramenta computacional foi possível observar as áreas de interesse do poço X, com a presença de arenito e calcário e a presença de hidrocarbonetos, para realização das próximas etapas de avaliação da formação.

Agradecimentos

Ao Centro Universitário Tiradentes.

Referências Bibliográficas

AVALIAÇÃO E RESERVATÓRIOS. Disponível em: <<http://www.galpennergia.com/PT/investidor/ConhecerGalpEnergia/Os-nossos-negocios/Exploracao-Producao/fundamentos-engenharia-petroleo/Paginas/Avaliacao-e-reservatorios.aspx>> Acesso em: 30 de maio de 2017.

JUNIOR, J.M.O. **CLASSIFICAÇÃO DE LITOFÁCIES ATRAVÉS DA ANÁLISE AUTOMÁTICA DE PERFIS ELÉTRICOS DE POÇOS DE PETRÓLEO DA AMAZÔNIA.** Disponível em: <<http://tede.ufam.edu.br/bitstream/tede/4144/2/Disserta%C3%A7%C3%A3o%20-%20Joacir%20Marques%20de%20Oliveira%20J%C3%BAnior.pdf>> Acesso em: 30 de maio de 2017.

LogView++. Disponível em: <<https://firagiel.com/web/technical-software/logview/>> Acesso em: 30 de maio de 2017.

FOLHELHO. Disponível em: <<http://www.rc.unesp.br/museudpm/rochas/sedimentares/folhelho.html>> Acesso em: 06 de junho de 2017.

CALCÁRIOS. Disponível em: <<http://www.rc.unesp.br/museudpm/rochas/sedimentares/calcarios.html>> Acesso em: 06 de junho de 2017.

THOMAS, José Eduardo *et al.* **Fundamentos de Engenharia de Petróleo.** 2ª. Ed. Rio de Janeiro: Interciência: Petrobras, 2004.

DARLING, Toby. **Well Logging and Formation.** 1ª. Edição. Editora Elsevier, 2005.

ROCHA L. AZEVEDO C. **Projeto de Poços de Petróleo - Geopressões e Assentamento de Colunas de Revestimento** - 2ª Edição. Editora Interciência, 2009.

SCARDINI, R.B, DAMASCENO, D. R., SILVA, C. A. M., 2013. **Caracterização das propriedades do reservatório utilizando curvas de perfilagem geofísica de poços no Campo de Namorado na Bacia de Campos-RJ.** Brazilian Geophysical Society.