



INTEGRAÇÃO DE PERFIS GEOFÍSICOS COM DADOS OBTIDOS EM TESTE DE FORMAÇÃO A CABO PARA IDENTIFICAÇÃO DE FLUIDOS

Larissa Torbey Pereira e Joemes de Lima Simas (Orientadora), Universidade Federal do Amazonas - UFAM

Copyright 2015, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation during the 14th International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, August 3-6, 2015.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 14th International Congress of the Brazilian Geophysical Society and do not necessarily represent any position of the SBGf, its officers or members. Electronic reproduction or storage of any part of this paper for commercial purposes without the written consent of the Brazilian Geophysical Society is prohibited.

Abstract

In the process of oil deposits' exploration is necessary the utilization of geophysical logging and wireline formation tests tools, in order that through these, data relating to the formations found in subsurface can be obtained. Among these data, the type of fluids contained in the rocks is clearly the most important information sought. Discover what kind of fluid is in the formation is not an easy nor cheap process. However, the exploration and the exploitation process only will be continued after the identification of these fluids. In view of these facts, it is really important the use of appropriate tools to bring reliable results.

Therefore it is necessary the integration of these mentioned tools to find trustful answers about the formation fluid, due to the use of only one of them can bring false diagnostics.

The overall objective of this paper is to compare the data generated by geophysical logs, in particular the Gamma Ray, Resistivity, Density and Neutron logs with wireline formation test datas and thereby performing the identification of fluids of a formation cut by a well. The data used are based on several studies of cases seen in the literature, which are not fully reproduced, but used the average and approximate values.

Finally, a comparison was made between the response found in the logs and the result obtained in the graph of pressure gradient, and thereby, it was possible to analyze whether, in fact, it is viable and important the integration of these two tools to reach the correct identification of fluids.

Even though this case study doesn't present data sampling of fluids, it was possible to acquire greater certainty about the fluids contained in formations from the moment that the log datas and the pressure gradient are corroborated. The results obtained showed that the two tools generate additional information and through the data analyzed was possible to identify the formation fluids. It was also observed the need to use more than one tool of research, since the use of only one of them can bring doubts in the process of analysis of the formation.

Introduction

O estudo de reservatórios de hidrocarbonetos é um tema multidisciplinar que envolve diversas áreas de

conhecimento, ferramentas e técnicas. Dentre os muitos seguimentos existentes dentro desta abordagem encontra-se a caracterização de reservatórios.

De maneira geral, a caracterização de reservatórios consiste na obtenção de parâmetros que permitam ao estudioso do campo avaliar se existem acumulações de hidrocarbonetos no local de pesquisa e se essas são economicamente atrativas para a companhia exploradora.

Desta feita, todos os estudos realizados em formações petrolíferas precisam ser de alta qualidade e necessitam gerar informações de confiança, nas quais os tomadores de decisão se basearão para avaliar se é viável ou não a exploração da área.

Dentre os muitos dados buscados sobre o reservatório em estudo, os tipos de fluidos contidos neste são uma das informações mais importantes para se prosseguir no processo de exploração. Logo, o estudo e o desenvolvimento de ferramentas que possam trazer este tipo de dado se faz extremamente necessário.

Este trabalho abordará sobre a integração dos dados obtidos por duas ferramentas usadas na Avaliação de Formação, conhecidas como perfilagem e teste de formação a cabo, para a obtenção de informações confiáveis sobre os fluidos encontrados nas rochas em subsuperfície.

A identificação dos fluidos presentes em uma formação é uma tarefa de grande importância que antecede a fase de exploração de um campo petrolífero. Antes de qualquer passo em direção à produção de um reservatório, é necessário saber se este contém os hidrocarbonetos de interesse. A partir do momento que são identificados os fluidos economicamente interessantes (gás e óleo), é possível, ainda, encontrar o contato existente entre eles, e por consequência a altura ocupada por estes.

Logo, ter ferramentas que apresentem esse dado com exatidão é de grande significância. Por vezes, o uso de somente uma das ferramentas (perfilagem ou teste de formação) não apresenta valores suficientes nos quais possam se basear os estudos do campo. Os perfis geofísicos, por exemplo, não podem ser analisados separadamente, pois estes só geram informações completas se forem utilizados juntos. Porém, mesmo um conjunto de perfis não é capaz de apresentar respostas absolutas sobre os fluidos contidos em uma formação. A utilização do teste a cabo vem como um complemento da primeira técnica, sendo o inverso também verdadeiro: a perfilagem pode servir de complemento ao teste de formação a cabo.

Após a identificação de fluidos, outros testes são realizados para a análise completa da formação em estudo. Para que estes sejam feitos o poço é revestido por questões de segurança e equipado com as ferramentas de teste. Para se conhecer o reservatório é

necessário colocá-lo em produção, e para isto é preciso canhonear a região que contém o hidrocarboneto. É justamente devido aos resultados obtidos na identificação de fluidos que é possível saber onde se deve fazer o canhoneio sem atingir áreas não desejáveis, como as regiões que contêm água.

Method

Para o desenvolvimento deste trabalho foi realizada uma pesquisa bibliográfica, em livros, teses, artigos e demais materiais que abordavam temas como: perfilagem geofísica envolvendo sua aplicação e ferramentas utilizadas; testes realizados em poços também envolvendo suas aplicações, características e ferramentas.

Após essa busca de teorias e feita a revisão desses conceitos, foram buscados na literatura estudos de caso que envolvesse a utilização de perfis geofísicos e teste de formação a cabo. Os dados utilizados são baseados nos vários estudos de casos vistos na literatura, não sendo estes reproduzidos na íntegra, mas sim utilizados os valores médios/aproximados lidos. Logo, este trabalho pode ser definido como um estudo de caso teórico, com o objetivo não de mostrar uma situação real de utilização das ferramentas, mas sim de mostrar se o uso conjunto destas pode trazer respostas mais confiáveis para a identificação de fluidos de uma formação.

Com estes valores foram compilados perfis de Raios Gama, Resistividade, Densidade e Neutrão através da versão demo do *software* LOGPLOT 7®. Este software é de posse da empresa RockWare® e tanto sua licença quanto sua versão demo podem ser encontradas no site <www.rockware.com>. A versão demo possui duração de dez dias e somente vinte e cinco novos acessos podem ser feitos.

Já os dados do teste de formação a cabo foram plotados em um gráfico de gradiente de pressão no programa Excel. Com este gráfico foram achados os gradientes dos fluidos encontrados na formação, e estes foram comparados com valores de gradientes tabelados, encontrados na literatura no período de fundamentação teórica e revisão bibliográfica.

Por fim, foi realizada uma comparação entre a resposta encontrada nos perfis e o resultado obtido no gráfico de gradiente de pressão, e assim, foi possível analisar se de fato é viável e importante a integração dessas duas ferramentas para se chegar à identificação correta dos fluidos.

Examples

Para plotar os perfis supracitados foi utilizado o *software* LOGPLOT 7® – DEMO. Os valores médios/aproximados utilizados foram tabelados no programa Excel (Tabela 1) para que posteriormente estes fossem transferidos para o *software* LOGPLOT 7® – DEMO.

Profundidade	Raios Gama	Resistividade	Densidade	Neutrão
--------------	------------	---------------	-----------	---------

2406	73	2000	2,67	6,8
2406,5	98	30	2,68	7
2407	75	80	2,63	3
2407,5	53	125	2,63	0
2408	40	40	2,74	9
2408,5	58	40	2,69	9
2409	69	50	2,8	-1
2409,5	14	500	2,96	-1
2410	15	2000	2,95	-1
2410,5	20	1990	2,94	0
2411	23	2000	2,95	-1
2411,5	20	2000	2,9	1
2412	30	19	2,5	15
2412,5	37,5	40	2,33	25
2413	19	800	2,95	-1
2413,5	22	2000	2,9	0
2414	45	500	2,64	3
2414,5	105	30	2,67	18
2415	119	15	2,68	15
2415,5	92	11	2,61	17
2416	145	13	2,63	21

Tabela 1 – Valores médios/aproximados lidos nos perfis de Raios Gama, Resistividade, Densidade e Neutrão. Fonte: do autor.

Results

Primeiramente foi criado o *design* dos perfis que se deseja plotar no *software* LOGPLOT 7® (Figura 1). Nesta fase, foram escolhidos os quatro perfis supracitados e todas as características referentes a estes (nome do perfil, valor mínimo e máximo, cor da curva, escala, características do *grid*) para compor o conjunto de perfis final. Os perfis de Densidade e Neutrão foram aglutinados em uma mesma faixa (*track*) tendo em vista que a leitura destes é facilitada com esta configuração.

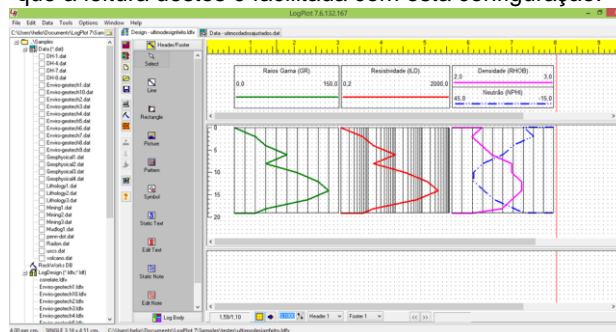
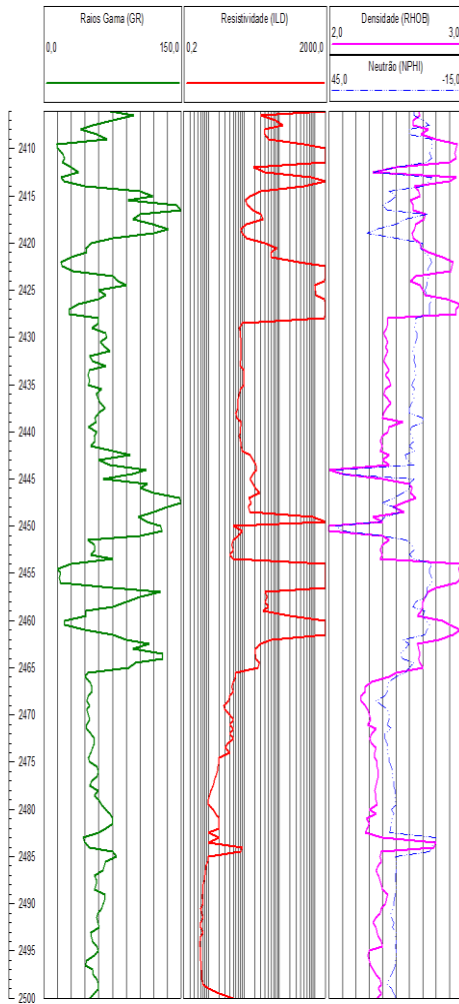


Figura 1 – Interface do *software* LOGPLOT 7® – Design de perfis. Fonte: *software* LOGPLOT 7® DEMO.

Em seguida, na aba de dados, foram importados os valores tabelados no Excel, de acordo com cada perfil. Por fim, clicando no ícone de compilar perfis, foi possível formar o conjunto de perfis encontrados na Figura 2.



2480,5	-2401	254
2495,5	-2416	255,7
2497,5	-2418	255,9

Tabela 2 – Valores de profundidade (*True Vertical Depth – TVD*), cota (*True Vertical Depth Subsea – TVDSS*) e pressão obtidos no teste de formação a cabo do poço A. Fonte: do autor.

Foi considerada a distância da mesa rotativa até a superfície como sendo 79,5 m. Logo os valores da cota (Tabela 2) são:

$$\text{Cota} = \text{Profundidade} - 79,5$$

Com os valores presentes na Tabela 2, é possível formar o gráfico de cota x pressão observado no Gráfico 1.

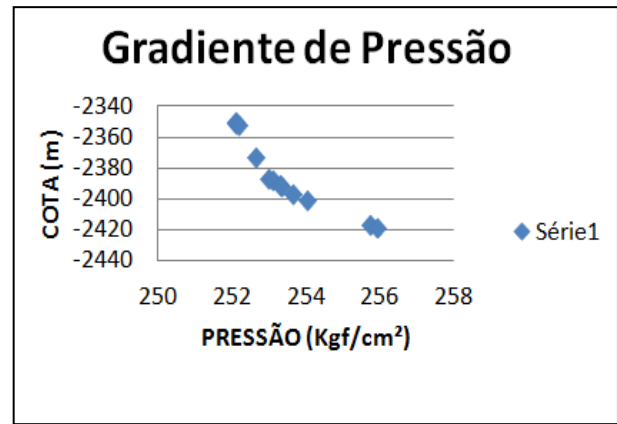


Figura 2 – Conjunto de perfis do poço A. Fonte: software LOGPLOT 7® – DEMO.

Para a construção do gráfico de gradiente de pressão, foram utilizados os valores médios/aproximados dos dados de teste de formação a cabo pesquisados. Estes se encontram na Tabela 2.

Profundidade (m)	Cota (m)	Pressão (kgf/cm ²)
2428,8	-2349,3	252,07
2430	-2350,5	252,08
2431	-2351,5	252,14
2451,9	-2372,4	252,6
2465,8	-2386,3	252,95
2467,5	-2388	253,06
2470	-2390,5	253,25
2471	-2391,5	253,31
2475,8	-2396,3	253,61

Gráfico 1 – Gráfico de cota x pressão obtido a partir do teste de formação a cabo do poço A. Fonte: do autor.

Nas literaturas pesquisadas não foram encontradas informações sobre as curvas de *drawdown* e *buildup*, não sendo possível então inferir qualquer informação sobre a permeabilidade das formações atravessadas pelo poço. Além disso, não foram encontrados também dados de amostragem de fluidos, ficando disponível apenas a análise dos perfis e dos dados de pressão obtidos no teste de formação a cabo.

Conclusions

Mesmo que o estudo de caso não apresente dados de amostragem de fluidos, foi possível adquirir maior certeza sobre os fluidos contidos nas formações a partir do momento que os dados dos perfis e do gradiente de pressão se corroboram.

Existia uma determinada dúvida sobre o fluido contido nas profundidades de 2451 m a 2453 m quando eram analisados os dados de perfilagem. O gradiente de pressão soluciona este problema a partir do momento que ele mostra que nessa profundidade ainda é encontrado gás.

Enquanto o perfil mostra na profundidade de 2428 m a 2443 m um provável arenito portador de gás, o gradiente de pressão confirma que nesta profundidade, de fato, se tem esse fluido. O mesmo se segue para o óleo (2466 m e 2477 m) e para a água (2477 m a 2500 m).

No que se refere à formação portadora de água (entre 2477 m a 2500 m), algum questionamento poderia surgir devido às curvas apresentadas nos perfis de Densidade, Neutrão e Raios Gama, que mostravam características de uma acumulação de óleo. Apenas o perfil de Resistividade apontava a presença de água. Com o resultado obtido no gradiente de pressão, foi possível confirmar que nesta profundidade o fluido contido na formação, é água.

Quando as linhas de tendência do gradiente de pressão são prolongadas é observado o contato formado entre os fluidos como mostra o Gráfico 2.

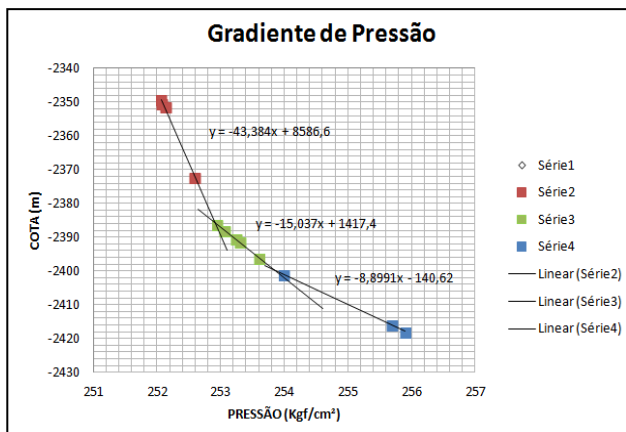


Gráfico 2 - Gráfico de cota x pressão obtido a partir do teste de formação a cabo do poço A, marcando o contato existente entre os fluidos da formação. Fonte: do autor.

Levando em consideração que o gráfico foi plotado com o *True Vertical Depth Subsea* (TVSS) e não com o *True Vertical Depth* (TVD) é necessário somar ao valor de profundidade lido no gráfico a distância de 79,5 metros (distância da mesa rotativa até a superfície). Sendo assim, pode-se dizer que o contato gás-óleo está na profundidade de 2464,5 m e o contato óleo-água na profundidade de 2479,5 metros.

Entretanto, ao observar os perfis, não é encontrado ali o contato dos fluidos gás-óleo, diz-se assim, que o contato é inexistente. Porém, o contato óleo-água é claramente observado nos perfis, e este está na profundidade de aproximadamente 2479,5 m, mesmo valor encontrado no gráfico de gradiente de pressão.

A partir do momento que se conhece o contato formado pelos fluidos, principalmente o contato óleo-água, o processo de canhoneio da região produtora já pode ser melhor estudado, pois agora a informação sobre onde existe água já foi obtida, permitindo que somente as zonas portadoras de óleo e gás sejam postas em produção.

Os objetivos deste trabalho foram alcançados, a partir do momento que foi possível realizar a integração dos dados de perfilagem e de teste de formação a cabo. Os resultados obtidos mostram que de fato as duas ferramentas geram informações complementares e através dos dados analisados foi possível identificar os fluidos da formação. Ainda foi observado a necessidade de se utilizar mais de uma ferramenta de investigação, tendo em vista, que apenas uma pode trazer dúvidas no processo de análise da formação.

Acknowledgments

Agradeço a Deus pela oportunidade de chegar até aqui, reconhecendo que não foi meu esforço ou capacidade, mas sim sua misericórdia e graça.

Agradeço a meus familiares e amigos por todo apoio e carinho.

E por fim, agradeço a minha amiga, professora e orientadora por toda a sua dedicação, paciência e incentivo.

References

BORBA, C. Apostila de Avaliação de Formações – Notas de aula. Aracaju, 2014. 129.p

FLORES, A. C. C. *et al.* Perfilagem Conceitos e Aplicações, 93 p. 2006.

Disponível em:

<http://www.4shared.com/postDownload/rUYDzuW9/Perfilagem_Conceitos_e_Aplicae.html>. Acesso em: 17 jan. 2015

LOGPLOT 7® – DEMO. Disponível em: <www.rockware.com>. Acesso em: 3 Nov. 2014.

NERY, G. G. Apostila de Perfilagem Geofísica – HYDROLOG Serviços de Perfilagens Ltda, 2004.

SERRA, O. Fundamentals of well-log interpretation. New York: Elsevier Science Publishing Company INC, 1984. 423 p.

SMOLEN, J. J. Wireline Formation Testers: Part 4 – Wireline Methods. ME 10: Development Geology Reference Manual, Missouri City, p. 154–157, 1992. Disponível em: <<http://archives.datapages.com/data/specpubs/methodo1/data/a095/a095/0001/0150/0154.htm>>. Acesso em: 20 dez 2014.

TELFORD, W. M., GELDART, L. P., SHERIFF R. E. Applied geophysics. Second Edition. New York, Cambridge University Press, 1990.

THOMAS, J. E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. 1a edição. Rio de Janeiro: Interciência, 2001. 271 p.