

Perfis sintéticos em campos com acumulações marginais de hidrocarbonetos

Gabriel Meireles da Cruz Bomfim*¹ Ramon Ferrari Pinto² e Geraldo Girão Nery³

¹Pós Graduação em Geofísica – UFBA ²Petróleo Brasileiro S.A. – (RH/UP/Formação), PETROBRAS-RJ ³Hydrolog Serviços de Perfuração Ltda e INCT - GP/CNPQ

Copyright 2012, SBGF - Sociedade Brasileira de Geofísica

Este texto foi preparado para a apresentação no V Simpósio Brasileiro de Geofísica, Salvador, 27 a 29 de novembro de 2012. Seu conteúdo foi revisado pelo Comitê Técnico do V SimBGF, mas não necessariamente representa a opinião da SBGF ou de seus associados. É proibida a reprodução total ou parcial deste material para propósitos comerciais sem prévia autorização da SBGF.

Resumo

Dentre as etapas de reavaliação da viabilidade para a exploração e exploração de hidrocarbonetos em campos de petróleo, a perfuração geofísica de poços se apresenta como uma ferramenta indispensável e decisiva no processo de análise. A interpretação das medidas obtidas com a perfuração geofísica torna possível a obtenção de informações petrofísicas sobre o reservatório, tais como: profundidades e intervalos potencialmente produtores, a distinção entre gás, óleo e água, a porosidade e a saturação em hidrocarbonetos das rochas etc.

Eventualmente, em alguns poços exploratórios, não há a possibilidade de se registrar algumas medidas petrofísicas por diversas razões operacionais ou econômicas. Todavia, a bibliografia mostra que elas poderiam ser geradas sinteticamente a partir de equações empíricas e/ou métodos estatísticos.

Pela sua importância, em virtude de sua utilidade tanto para a determinação de porosidades, enquanto propriedade petrofísica de reservatório, quanto para integração de dados, como na calibração sísmica, o perfil sônico é um dos mais gerados sinteticamente a partir da equação de Wyllie em função da densidade das rochas.

Com os dados cedidos pelo Projeto Campo Escola objetivou-se fazer um trabalho de modelagem do perfil sônico visando esforços exploratórios futuros e/ou aplicações práticas na sísmica ou petrofísica.

Os campos escolhidos foram o de Quiambina e Bela Vista, ambos na Bacia do Recôncavo.

Serão descritos, neste trabalho, os procedimentos, as limitações de cada método, os resultados e uma análise comparativa.

Introdução

Em 1997, após o fim do monopólio do petróleo, alguns campos maduros da Petróleo Brasileiro S. A. (Petrobrás) foram entregues à ANP (Agência nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis). Com isso, a ANP doou tais campos a instituições federais de ensino no Rio Grande do Norte (Universidade Federal do Rio Grande do Norte) e na Bahia (Universidade Federal da Bahia). Como consequência, em 2003, o Projeto Campo Escola (PCE) foi criado, tendo a capacitação e formação de profissionais na área do petróleo como objetivos, aproveitando e revitalizando cinco campos maduros de petróleo/gás: Bela Vista, Caracatu, Fazenda Mamoeiro, Riacho Sesmaria e Quiambina.

Neste trabalho, utilizou-se dados dos campos Bela Vista e Quiambina.

O campo de Bela Vista localiza-se no compartimento nordeste da Bacia do Recôncavo, próximo ao município de Entre Rios (BA). Os principais reservatórios deste campo são formados por arenitos das Formações Candeias, Água Grande/Itaparica e Sergi. Trata-se de um campo raso, submetido à injeção de água. Neste campo foram perfurados os poços 1-BLV-1-BA, 3-BLV-2-BA, 3-BLV-3-BA, 7-BLV-4-BA, 7-BLV-5-BA, 7-BLV-6-BA e 7-BLV-7-BA. As principais informações sobre o campo constam na tabela 1 abaixo.

Tabela 1 - Dados do Campo de Bela Vista. FR é o fator de recuperação do reservatório (dados extraídos de Ferreira, 2009)*

Período de Produção	1984-1996
Área (km ²)	2,1
Número de Poços	7
Volume <i>in situ</i> de óleo	9,7 bilhões de bbl
Volume <i>in situ</i> de gás	63,4 bilhões de m ³
Fluido principal	Óleo leve de 28,4° API
Produção acumulada de óleo / FR	170 mil bbl (FR = 1,8%)
Produção acumulada de gás / FR	2,4 milhões de m ³ (FR = 3,8%)

O campo de Quiambina está igualmente localizado no compartimento nordeste da Bacia do Recôncavo, no município de Entre Rios - BA, tendo como reservatórios produtores arenitos da Formação Candeias. Foram perfurados os poços 2-QBST-1-BA, 1-QB-2-BA, 1-QB-3-BA, 1-QB-4-BA, 1-QB-4A-BA, 1-QB-5-BA, 1-QB-6-BA e 1-QB-7-BA. Destes apenas o 1-QB-4-BA foi reclassificado como produtor.

O poço gêmeo 1-QB-4A-BA foi perfurado em 1983, com a finalidade de estudar o arenito turbidítico portador de óleo no 1-QB-4-BA, no intervalo 625-629m. Foi revestido, canhoneado e fraturado, tendo recuperado 25,5 m³ de óleo em 24 horas, por pistoneio.

As principais informações sobre o campo constam na tabela 2 abaixo.

Tabela 2 - Dados do Campo Quiambina. FR* é o fator de recuperação do reservatório (dados extraídos de Ferreira, 2009)

Período de Produção	1983-1983, 1995-1997 e 2003-hoje
Área (km ²)	1,4
Número de Poços	8
Volume <i>in situ</i> de óleo	975 mil bbl
Volume <i>in situ</i> de gás (m ³)	3,14 milhões de m ³
Fluido principal	Óleo leve de 28,4° API
Produção acumulada de óleo / FR	59 mil bbl (FR = 6,0%)
Produção acumulada de gás / FR	136 mil m ³ (FR = 4,3%)

No campo de Bela Vista o poço utilizado como base foi o 1-BLV-1-BA, a partir do qual equações foram geradas e, posteriormente, extrapoladas para os poços 7-BLV-4-BA e 1-BLV-5-BA.

No campo de Quiambina o poço utilizado como base foi o 1-QB-4A-BA, a partir do qual equações foram geradas e, posteriormente, extrapoladas para os poços 1-QB-5-BA e 1-QB-6-BA.

Os Dados Geofísicos

Em ambos os campos estudados os dados disponibilizados pela ANP foram: perfis compostos; pasta de poço com informações sobre a operação da perfuração, perfuração, descrição de amostras de calha e testemunhos, avaliação de testes de formação, avaliação geoquímica e todo o histórico de perfuração e completação dos poços; e dados numéricos dos perfis (arquivos no formato TIF, os quais foram convertidos para o formato LAS).

A tabela 3 que se encontra no final deste trabalho relaciona o poço com as curvas dos perfis geofísicos utilizados neste trabalho.

Modelagem Numérica de Dados

Os métodos de regressão linear são muito usados na indústria para determinação das propriedades das rochas, a partir das propriedades petrofísicas. Segundo Bucheb e Rodrigues (1997), qualquer curva de perfil pode ser considerada função de quaisquer outras curvas medidas para as mesmas profundidades, uma vez que as ferramentas de perfuração são projetadas para registrar variações de litologia, porosidade e tipo de fluido. Assim, para ambos os campos, o perfil sônico foi gerado em função de algumas curvas disponíveis nos dados cedidos pelo projeto Campo Escola.

Resultados

Para obtenção dos resultados nos campos de Bela Vista e Quiambina, foram utilizados os modelos de regressão linear univariável e multivariável, seguindo as equações abaixo:

- Modelagem linear univariável

$$\Delta t = \alpha_0 + \alpha_1 \cdot X \quad (1)$$

- Modelagem linear multivariável

$$\Delta t = \alpha_0 + \alpha_1 \cdot X_1 + \alpha_2 \cdot X_2 \cdots \alpha_n \cdot X_n \quad (2)$$

A validade das equações geradas se dá pelo coeficiente de correlação (R^2). Os melhores resultados são aqueles que apresentam um coeficiente de correlação próximo do valor 1 (um), que para ambos os campos, foi alcançado pelo modelo linear multivariável para a formação Sergi (Campo Bela Vista) e formação Candeias (Campo Quiambina). As equações geradas foram:

- Formação Sergi (Campo Bela Vista)

$$\Delta t_{multi,lin} = 67,077 + 0,766 \cdot CAL - 0,032 \cdot GR - 0,547 \cdot ILD + 0,019 \cdot SFLA - 3,122 \cdot RHOB + 0,819 \cdot NPHI \quad (R^2 = 0,943) \quad (3)$$

- Formação Candeias (Campo Quiambina)

$$\Delta t_{mult,lin} = 304,998 - 0,795 \cdot GR - 0,008 \cdot ILD + 0,007 \cdot NPHI - 82,041 \cdot RHOB \quad (R^2 = 0,992) \quad (4)$$

Os gráficos referentes às variáveis de predição com um perfil sônico usado como base para cada campo e o modelado se apresentam a seguir.

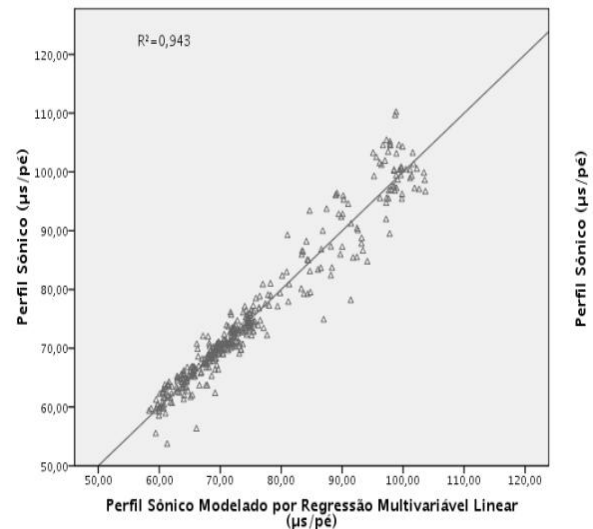


Figura 1 - Gráfico do modelo multivariáveis linear modelado para o campo Bela Vista.

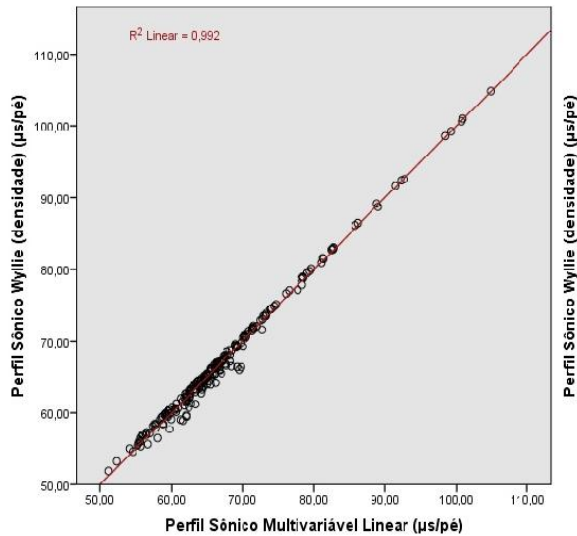


Figura 2 - Gráfico do modelo multivariáveis linear modelado para o campo Quiambina.

A partir dos resultados obtidos, foi possível modelar o perfil sônico para os poços 7-BLV-005-BA (Campo Bela Vista) e 1-QB-005-BA (Campo Quiambina), já que os mesmos não possuíam informação sobre tal curva. Os perfis sínicos gerados se encontram na figura abaixo.

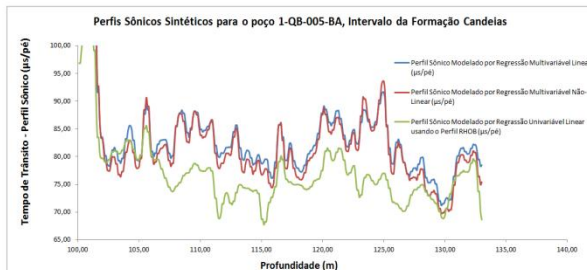
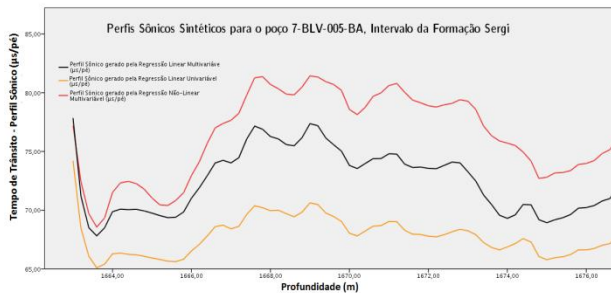


Figura 3 - Perfis sínicos modelados.

As tabelas 4 e 5 que se encontram no final deste trabalho apresentam as demais equações geradas bem como seus respectivos coeficientes de correlação para as formações citadas acima.

Discussão e Conclusões

As equações empíricas e os modelos de regressão para a geração de curvas sintéticas são largamente utilizadas

na indústria do petróleo, em função da fácil aplicabilidade e dos resultados satisfatórios produzidos. De qualquer forma, deve-se sempre verificar se o modelo é consistente, tanto com a realidade geológica quanto em termos estatísticos. Não se deve perder de mente que por se tratar de perfis geofísicos de poços, as curvas sintéticas precisam passar pelo processo de avaliação de qualidade e interpretação.

Neste trabalho objetivou-se em modelar perfil sônico a partir de dados dos poços 1-BLV-001-BA (campo Bela Vista) e 1-QB-4A-BA (campo Quiambina) e posteriormente, usar o modelo obtido para gerar valores do sônico para os poços 1-BLV-005-BA e 1-QB-005-BA.

Na modelagem dos perfis sínicos, a aplicação do Método dos Mínimos Quadrados apresentou resultados diversos, porém fornecendo altos valores de coeficiente de determinação (R^2) ao se tratar de modelos univariáveis envolvendo o perfil neutrônico (campo Bela Vista) e o perfil de densidade (campo Quiambina) ou dos modelos multivariáveis (também lineares ou de potência) envolvendo toda a gama de perfis.

Os modelos de regressão foram comparados e os que apresentaram melhores coeficientes de determinação foram escolhidos para gerar os dados sintéticos para os poços 7-BLV-005-BA e 1-QB-005-BA, para os campos de Bela Vista e Quiambina respectivamente. Esses poços agora contam com a curva de sônico para serem utilizadas em aplicações/interpretações futuras.

Vale a pena ressaltar que para o campo Bela Vista, os melhores resultados foram obtidos a partir do perfil neutrônico. Já os melhores resultados para o campo Quiambina foram obtidos devido ao perfil de densidade.

Agradecimento

Os autores agradecem ao INCT-GP/CNPQ e ao CPGG/UFBA pelo apoio e facilidades oferecidas para a realização deste trabalho.

Referências

- Archie, G. E. (1942) The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics, *Petroleum Transactions of AIME*, pp. 54-62.
- Bomfim, G. M. C. (2011) Modelagem de tempos de trânsito sintéticos em poços do campo de Quiambina, Bacia do Recôncavo, Trabalho de Graduação, Universidade Federal da Bahia, Salvador, BA.
- Bucheb, J. A. e Rodrigues, F. S. (1997) Aspectos práticos relativos ao procedimento de geração de curvas sintéticas de perfis por meio de regressão, *Boletim de Geociências da Petrobras*, 11:33-47.
- Chagas, E. S.; Russo, S. L. e Simon, V. H. (2010) Geração de perfil sônico sintético em poços de petróleo através dos modelos de regressão não lineares usando a profundidade como variável regressora, *Scientia Plena*, {6}{12}.
- D'Abbadia, M. R. I. (1994) Processo de geração de perfil sônico sintético com o suporte de regressões lineares, Relatório técnico, PETROBRAS, Salvador, BA.

Ferreira (Org.), D. F. (2009) Produção de Petróleo e Gás em Campos Marginais, Um Nascente Mercado no Brasil, Komed, Campinas-SP.

Nery, G. G. (2009) Perfilagem geofísica de poços, In: Hidrogeologia - Conceitos e Aplicações, cap. 6.2, CPRM, 3ª edic..

Pinto, R. F. (2011) Modelagem de tempos de trânsito sintéticos em poços do campo de Bela Vista, Bacia do Recôncavo, Trabalho de Graduação, Universidade Federal da Bahia, Salvador, BA.

Raymer, L. L.; Hunt, E. R. e Gardner, J. S. (1980) An improved sonic transit time-to-porosity transform, Trans. Soc. Prof. Well Log Analysts, 21st Annual Logging Symposium.

Santos, R. A. (2010) Interpretação e modelagem de perfis geofísicos de poço em campos marginais, Trabalho de graduação, Universidade Federal da Bahia, Salvador, BA.

Tabela 3 - Curvas trabalhadas

Poço 1-BLV-001-BA		
Curvas Corridas (Ferramentas)	Nome da Curva	Intervalo Perfilado (m)
Sônico (BHC)	DT	296 - 1621
Cáliper	CAL	296 - 1614
Raios Gama	GR - 1	296 - 1612
Indução (ISF)	ILD	296 - 1628
Esférica Focalizada	SFLA	296 - 1628
Potencial Espontâneo	SP	296 - 1628
Raios Gama	GR - 2	1198 - 1621
Densidade (FDC)	RHOB	1198 - 1630
Neutrônico (CNL)	NPHI	1198 - 1624
Poço 7-BLV-005-BA		
Curvas Corridas (Ferramentas)	Nome da Curva	Intervalo Perfilado (m)
Cáliper	CAL	217 - 1692
Raios Gama	GR	217 - 1692
Indução (IEL)	ILD	217 - 1692
Raios Gama (2)	GR	1300 - 1652
Densidade (CDL)	RHOB	1301 - 1652
Neutrônico (DSN)	NPHI	1302 - 1652
Poço 1-QB-4A-BA		
Curvas Corridas (Ferramentas)	Nome da Curva	Intervalo Perfilado (m)
Raios Gama	GR	98 - 634
Indução (ISF)	ILD	102 - 638
Densidade (FDC)	RHOB	103 - 639
Neutrônico (CNL)	NPHI	104 - 636
Poço 1-QB-005-BA		
Curvas Corridas (Ferramentas)	Nome da Curva	Intervalo Perfilado (m)
Raios Gama	GR	95 - 675
Indução (ISF)	ILD	100 - 677
Densidade (FDC)	RHOB	101 - 679
Neutrônico (CNL)	NPHI	102 - 677

Tabela 4 - Modelos Estatísticos - Formação Sergi (Campo Bela Vista).

Equação	R ²	Observação
$\Delta t = 19,933 + 5,102 \cdot CAL$	0,519	Regressão Univariável Linear
$\Delta t = 14,408 \cdot CAL^{0,692}$	0,467	Regressão Univariável Não-linear
$\Delta t = 66,276 + 0,183 \cdot GR$	0,102	Regressão Univariável Linear
$\Delta t = 51,415 \cdot GR^{0,097}$	0,097	Regressão Univariável Não-linear
$\Delta t = 88,804 - 2,794 \cdot ILD$	0,430	Regressão Univariável Linear
$\Delta t = 100,700 \cdot ILD^{-0,212}$	0,552	Regressão Univariável Não-linear
$\Delta t = 88,196 - 2,209 \cdot SFLA$	0,468	Regressão Univariável Linear
$\Delta t = 104,752 \cdot SFLA^{-0,216}$	0,682	Regressão Univariável Não-linear
$\Delta t = 232,777 - 63,214 \cdot RHOB$	0,489	Regressão Univariável Linear
$\Delta t = 394,389 \cdot RHOB^{-1,831}$	0,471	Regressão Univariável Não-linear
$\Delta t = 61,331 + 0,696 \cdot NPHI$	0,922	Regressão Univariável Linear
$\Delta t = 53,741 \cdot NPHI^{0,143}$	0,813	Regressão Univariável Não-linear
$\Delta t = 67,077 + 0,766 \cdot CAL - 0,032 \cdot GR - 0,547 \cdot ILD + 0,019 \cdot SFLA - 3,122 \cdot RHOB + 0,819 \cdot NPHI$	0,943	Regressão Multivariável Linear
$\Delta t = 42,462 \cdot CAL^{0,278} \cdot GR^{0,009} \cdot ILD^{-0,057} \cdot SFLA^{0,022} \cdot RHOB^{-3,29} \cdot NPHI^{0,095}$	0,895	Regressão Multivariável Não-Linear
$\Delta t = 82,501 - 0,023 \cdot GR - 0,438 \cdot ILD - 6,641 \cdot RHOB + 0,875 \cdot NPHI$	0,939	Regressão Multivariável Linear
$\Delta t = 105,925 \cdot GR^{0,041} \cdot RHOB^{-0,713} \cdot NPHI^{0,092}$	0,861	Regressão Multivariável Não-Linear

Tabela 5 - Modelos Estatísticos - Formação Candeias (Campo Quiambina).

Equação	R ²	Observação
$\Delta t = 76,613 - 0,153 \cdot GR$	0,012	Regressão Univariável Linear
$\Delta t = 105,439 \cdot GR^{-0,112}$	0,009	Regressão Univariável Não-linear
$\Delta t = 68,139 - 0,21 \cdot ILD$	0,002	Regressão Univariável Linear
$\Delta t = 67,298 \cdot ILD^{-0,007}$	$4,139 \times 10^{-4}$	Regressão Univariável Não-linear
$\Delta t = 9,566 + 0,719 \cdot NPHI$	0,221	Regressão Univariável Linear
$\Delta t = 32,137 \cdot NPHI^{-0,230}$	0,217	Regressão Univariável Não-linear
$\Delta t = 216,325 - 64,845 \cdot RHOB$	0,735	Regressão Univariável Linear
$\Delta t = 349,945 \cdot RHOB^{-1,996}$	0,734	Regressão Univariável Não-linear
$\Delta t = 304,998 - 0,795 \cdot GR - 0,008 \cdot ILD + 0,007 \cdot NPHI - 82,041 \cdot RHOB$	0,992	Regressão Multivariável Linear
$\Delta t = 5272,299 \cdot GR^{-0,637} \cdot ILD^{0,021} \cdot NPHI^{0,057} \cdot RHOB^{-2,354}$	0,734	Regressão Multivariável Não-Linear
$\Delta t = 305,493 - 0,793 \cdot GR - 0,010 \cdot ILD - 82,232 \cdot RHOB$	0,992	Regressão Multivariável Linear
$\Delta t = 5754,399 \cdot GR^{-0,584} \cdot ILD^{0,017} \cdot RHOB^{-2,500}$	0,068	Regressão Multivariável Não-Linear