



Interpretação Inteligente de Perfis de Produção

Paulo Alexandre Souza da Silva* e André José Neves Andrade – *CPRM / UFPA, Brasil.

Copyright 2005, SBGF - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation at the 9th International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Salvador, Brazil, 11-14 September 2005.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 9th International Congress of the Brazilian Geophysical Society. Ideas and concepts of the text are authors' responsibility 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

Production Logging can be interpreted in intermittent wells using the intelligent analysis program presents in this work, called PAINTWELL, which permits to use of same string configuration than a conventional Production Logging. This program can be performed in layered reservoir, determining the flowrate and type of the fluid for each production zone. The use of Artificial Neural Network as integrated part of this analysis program, provides a powerful tool to describe how downhole logging and advances in computer processing and interpretation data could spearhead the transformation that can take place in production logging with use of this new technique. This methodology should aid the production and reservoir engineering to solve recovery problems during the well life. The results of the production log using the PAINTWELL method is very similar to measurements using test separator in production facilities for each single perforated interval. This program was applied successfully for an typical intermittent well on Maracaibo Lake basin, in Venezuela, which produces oil with high water cut using a gas-lift completion system.

Introdução

Historicamente, a técnica da perfilagem de produção (PL) tem sido utilizada em poços estáveis para a determinação da natureza e do comportamento do fluido produzido ou injetado nas formações completadas. A instabilidade na produção de um poço é caracterizada pela ocorrência de fluxos instáveis, o que produz inconsistências entre as várias medidas das ferramentas constituintes da perfilagem de produção convencional, dificultando a sua interpretação. A solução para que o poço apresente estabilidade compatível com a técnica convencional da perfilagem de produção raramente é encontrada, principalmente nas completações multizonas, onde há produção de hidrocarbonetos de diferentes reservatórios. Um poço comercial, após ser perfurado, é analisado em uma ou mais zonas de interesse, para ter sua completação finalizada e entrar na fase de produção. O poço começa produzindo, geralmente, de forma natural e estável por um tempo considerável, onde as perfilagens com as ferramentas PL são utilizadas para o acompanhamento do perfil de produção (Schlumberger, 1973). Em uma segunda etapa, começam a aparecer alguns problemas: diminuição da

pressão do reservatório, produção de água ou de gás em detrimento da produção de óleo, entupimento de canhoneios, aparecimento de parafinas no interior da coluna, corrosão no revestimento e na coluna de completação e fluxo cruzado entre os diferentes reservatórios (Earlougher, 1997). As soluções para esses problemas nem sempre são conseguidas em operações simples, muitas vezes são trabalhos bastante complexos e dispendiosos; inclusive com a recolocação da plataforma ou sonda no poço para sua recompletação, podendo até mesmo ser projetado um método artificial de produção, que introduz equipamentos novos à completação original, tais como: bomba de fundo, mandril de gás-lift com válvulas ou orifícios, hastes mecânicas e injetores de vapor (Schlumberger, 1973).

Os métodos de produção artificiais são os grandes responsáveis pela maioria das intermitências causadas nos poços de petróleo. O correto funcionamento de um método artificial de produção torna-se muito importante na recuperação do poço, e além dos problemas mecânicos e hidráulicos inerentes ao próprio método, também está passível de ser afetado pela mudança do perfil de produção dos reservatórios produtores (Pirson, 1977; Schlumberger, 1989). O método de produção por levantamento artificial não contínuo, através do mandril de gás-lift, é um exemplo de poço intermitente e está baseado no conceito da elevação de pacotes de fluidos dos intervalos produtores por meio de injeções de determinados volumes de gás no interior da coluna de produção, através de válvulas de comunicação entre a coluna e o anular em diferentes profundidades. Portanto, a pressão no interior da coluna estará sendo periodicamente afetada pelas injeções de gás durante a produção dos pacotes de fluido do reservatório (Aitken & Racht, 1982; Earlougher, 1997).

A impossibilidade de conseguir a estabilização das medidas (pressão, temperatura, vazão, densidade e constante dielétrica), colabora para a falha na delineação do perfil de produção, em perfilagens que foram executadas seguindo os convencionais procedimentos para os perfis PL (diferentes velocidades da ferramenta PL em frente das zonas de interesse), em períodos de fluxo e de estática. As variações das medidas impossibilitam a determinação das contribuições individuais dos intervalos produtores, uma vez que o regime de fluxo do poço não é constante; não sendo possível neste caso, a interpretação do perfil. Estas variações são inerentes aos poços intermitentes; daí então, a necessidade do desenvolvimento de um novo programa de análises para este tipo de poço, frequentemente encontrado nos campos petrolíferos maduros (Alexandre & Andrade, 2001).

O programa PAINTWELL utiliza o mecanismo de produção do poço para estabelecer procedimentos

operacionais e computacionais para a perfilagem de produção. A inovação deste programa está tanto na observação estacionária dos sensores comuns à ferramenta PL, como também, na utilização de técnicas de inteligência computacional, via Rede Neural Artificial (RNA), para a determinação do valor do corte de água.

Metodologia

O programa PAINTWELL usado para a realização da perfilagem de produção em poços intermitentes, começa com a determinação da periodicidade com que ocorrem as mudanças das medidas adquiridas pelos sensores da ferramenta PL. Uma vez verificada a periodicidade, posiciona-se a ferramenta PL nas profundidades de interesse, definidas de acordo com a completação do poço. A aquisição dos dados começa abaixo do intervalo de interesse. As próximas medições serão realizadas acima de cada intervalo completado. Logo, a última medição será realizada na profundidade acima do intervalo de interesse mais raso. Todos os sensores são analisados individualmente utilizando a superposição das curvas obtidas em um ciclo de produção. A RNA definirá a razão entre petróleo e água produzidos em cada intervalo à partir dos dados obtidos pelos sensores de pressão, de temperatura e de densidade, que serão comparados com os dados PVT (Tabela de relacionamento Pressão-Volume-Temperatura) da amostra dos fluidos dos reservatórios produtores, obtida em laboratório ou por correlações.

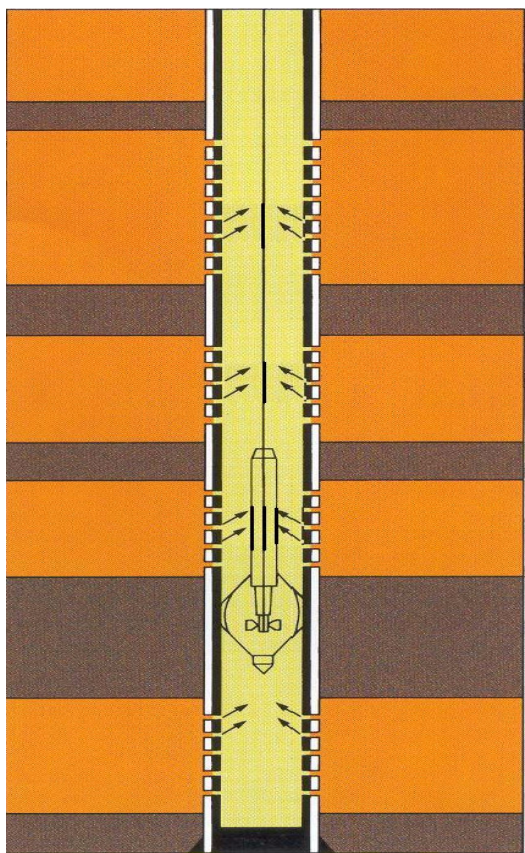


Figura 1 - Exemplo de PL em completação multicamadas. A Figura-1 exemplifica um poço com completação multicamadas sendo perfilado por ferramenta PL. A cor laranja identifica as rochas reservatórios e a cor marrom identifica as rochas impermeáveis que isolam hidráulicamente as acumulações petrolíferas.

A interpretação da perfilagem de produção em poços intermitentes, onde as medidas dos sensores sofrem variações em profundidade e no tempo, não pode ser encontrado através de uma interpretação convencional. A alteração dos procedimentos para perfilagem de produção em poços ditos intermitentes, agora realizados por estações, fez com que houvesse a necessidade do desenvolvimento de uma solução computacional para o cálculo instantâneo da área ocupada pela água na seção transversal do revestimento, durante as estações, conhecida por "water holdup", e representada por "Yh". A solução computacional apresentada, utiliza uma rede neuronal artificial (RNA) para o cálculo das relações entre as fases a partir das medidas do sensor densidade.

O programa de análises PAINTWELL finaliza o estudo da perfilagem de produção do poço, formulando sugestões para a melhoria do potencial do mesmo; tais como:

- Recanhoneio ou ampliação dos intervalos;
- Isolamento hidráulico de zonas produtoras de fluidos indesejáveis;
- Recuperação de Revestimento;
- Limpeza do poço tubular;
- Substituição de Obturadores; e
- Fechamento do poço.

Resultados

Um poço do campo Lagunillas, localizado no Lago Maracaibo, Venezuela, foi escolhido para aplicarmos o PAINTWELL, com o objetivo de determinar o perfil de produção dos intervalos completados e interpretar o referido perfil para a recuperação do potencial deste poço. Antes da realização da perfilagem de produção, este poço encontrava-se produzindo aproximadamente 480 barris brutos por dia com 70% de água, através do sistema de levantamento artificial por injeção de gás-lift.

Considerando que o poço encontrava-se com as válvulas de gás-lift calibradas, levantando eficientemente os pacotes de fluidos, podemos afirmar que o mesmo estava em condições adequadas para a obtenção do perfil de produção através do PAINTWELL. Observamos pela carta de produção da Figura 2 que tanto a pressão do revestimento, correspondente a pressão da injeção do gás-lift, quanto a pressão da cabeça do poço são intermitentes. Entretanto, é possível verificar a periodicidade dos eventos. O tempo de duração do ciclo, mostrada na carta de produção, é de aproximadamente 20 (vinte) minutos.

A ferramenta utilizada para realizar a perfilagem de produção fez medições estacionárias de Pressão (Psi), Temperatura (F), Densidade (g/cc), Dielétrico (UD) e

Medidor de fluxo (Rps), as quais são apresentadas superpostas nas Figuras 3 a 7.

pressão, temperatura e densidade dos fluidos produzidos (Aitken & Racht, 1982; Earlougher, 1977).

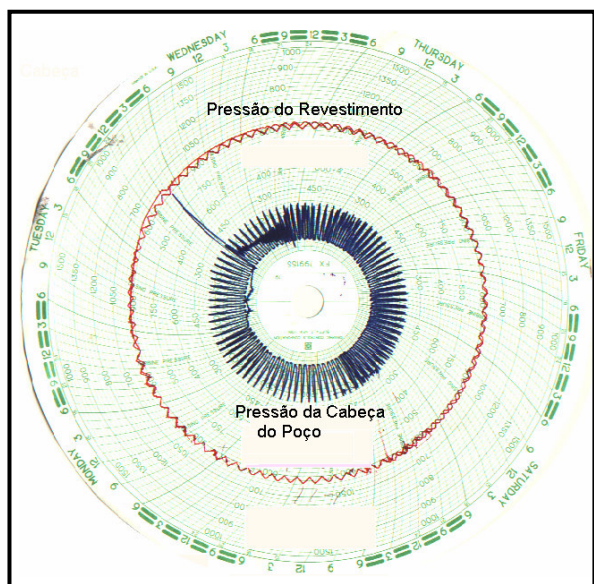


Figura 2 – Carta de Produção do Poço

Tabela 1 – Profundidade das Medidas Estacionárias

Profundidade das Estações	Código de Cores
E1 – Estação 1 a X652 metros	■
E2 – Estação 2 a X687 metros	■
E3 – Estação 3 a X697 metros	■
E4 – Estação 4 a X706 metros	■
E5 – Estação 5 a X727 metros	■
E6 – Estação 6 a X744 metros	■
E7 – Estação 7 a X764 metros	■

As profundidades das medições efetuadas no poço estudado são mostradas na Tabela 1.

O poço estudado apresenta produção bifásica (óleo e água), e variações das medidas em profundidade e também em tempo. Isto demonstra a necessidade de conhecer bem as relações entre pressão, volume e temperatura dos fluidos produzidos. A análise dos fluidos produzidos por um poço petrolífero é realizada em laboratório, obtendo-se assim a tabela PVT. Na ausência de valores encontrados em laboratório, diversos programas computacionais aproximam razoavelmente estes valores a partir dos intervalos pré-determinados de

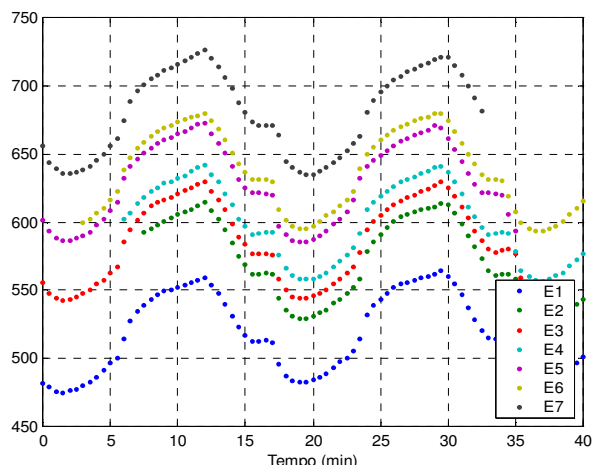


Figura 3 – Superposição da Pressão por estação

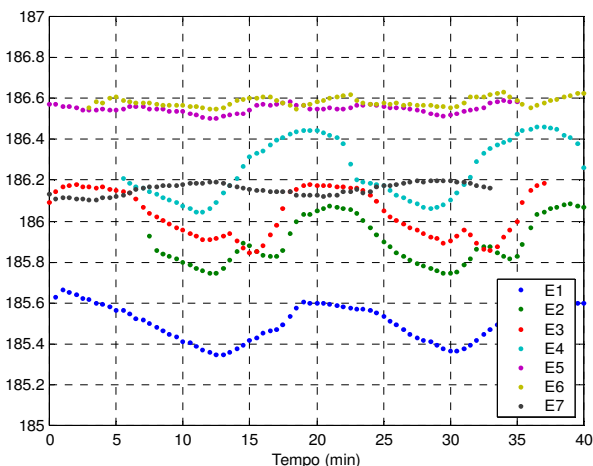


Figura 4 – Superposição da Temperatura por estação

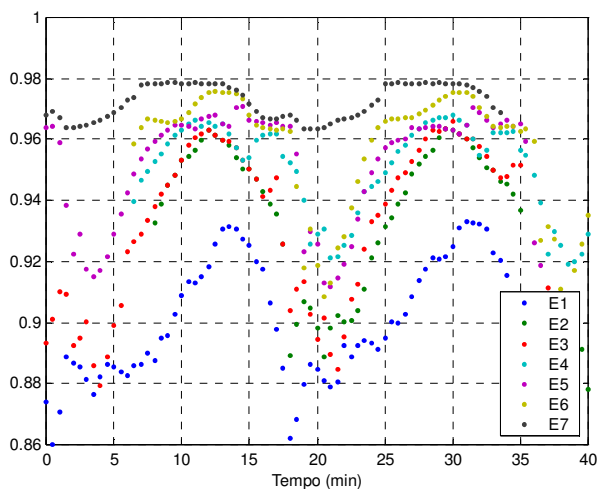


Figura 5: Superposição da Densidade por estação

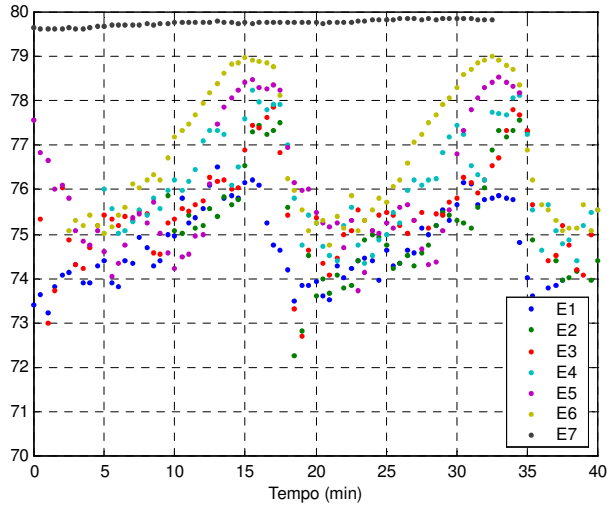


Figura 6 – Superposição do Dielétrico por estação

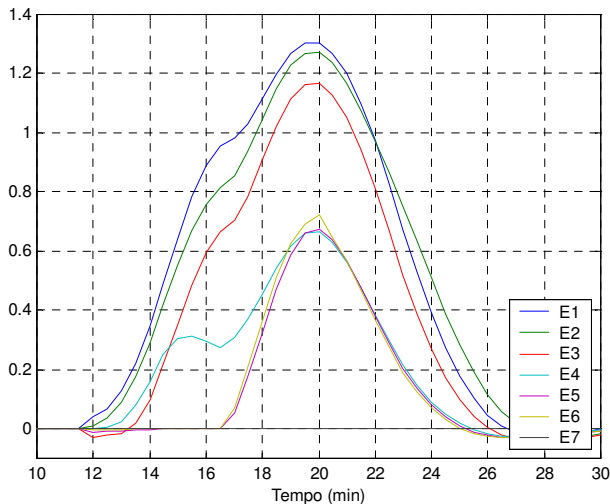


Figura 7– Superposição do Medidor de Fluxo por estação

No poço analisado, utilizou-se uma RNA direta com 2 camadas ocultas, usando funções de ativação sigmóide para todas as camadas, momento, retropropagação do erro e taxa de aprendizado variável (Azevedo et al., 2000; Haykin, 2001; Moreira & Fiesler, 1995 e Rumelhart & McClelland, 1986). As entradas da rede neural mostrada na Figura 8 são as Pressões (P), Temperaturas (T) e Densidades (D), e a saída da RNA é a WATER HOLDUP – Yw. Para evitar problemas numéricos, os valores das variáveis de entrada são normalizados. Assim, os valores de pressão são divididos por 1000 e a temperatura é apresentada em uma escala entre 0 e 1 utilizando-se a seguinte relação:

$$T = (T(F) - 185) / 2 \quad (1)$$

Apenas os valores de densidade são apresentados sem sofrerem modificações.

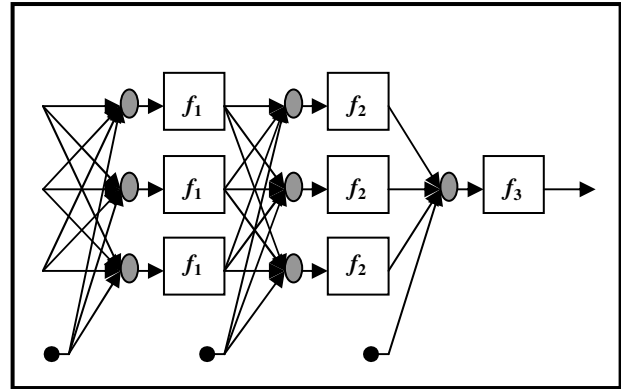


Figura 8 – Topologia da Rede Neural Artificial

O treinamento da RNA foi realizado apresentando os padrões de entrada/saída da tabela PVT em lote (*batch training*), utilizando o algoritmo de retropropagação do erro com fator de momento ($\alpha = 0,9$) e taxa de aprendizado variável. A RNA foi treinada durante 350.000 épocas e a somatória do erro quadrático do erro obtido ao final do treinamento da rede foi de 1.657×10^{-3} , com o erro quadrático médio por padrão sendo igual a 8.3705×10^{-6} . A Figura 9 apresenta o gráfico que mostra a evolução da somatória do erro quadrático e da taxa de aprendizado ao longo do processo de treinamento.

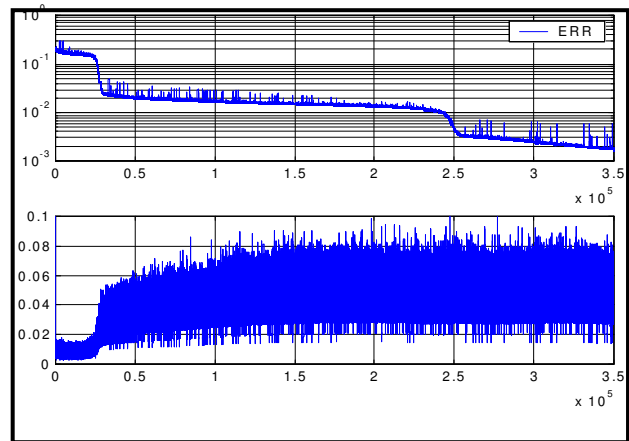


Figura 9 – Erro quadrático e taxa de aprendizado da RNA

Todos os padrões de treinamento disponíveis (Tabela PVT) foram utilizados para treinar a RNA. Para fazer a validação da RNA após o processo de treinamento, comparou-se a saída da rede com a saída desejada, observando-se também o comportamento do erro quadrático de cada padrão de entrada (Andrade & Luthi,

1997; Fischetti & Andrade, 1999), o que é mostrado na Figura-10.

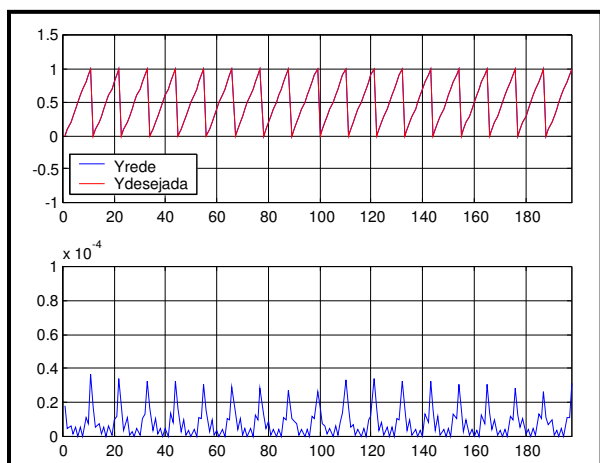


Figura 10 – Yrede x Ydesejada e Erro Quadrático

A diferença entre as velocidades das fases, chamada de “SLIPPAGE VELOCITY – Vs”, pode agora ser calculada sem problemas para poços intermitentes, uma vez que a “WATER HOLDUP – Yw” é calculada pela RNA, cuja a saída Yw está mostrada na Figura-11.

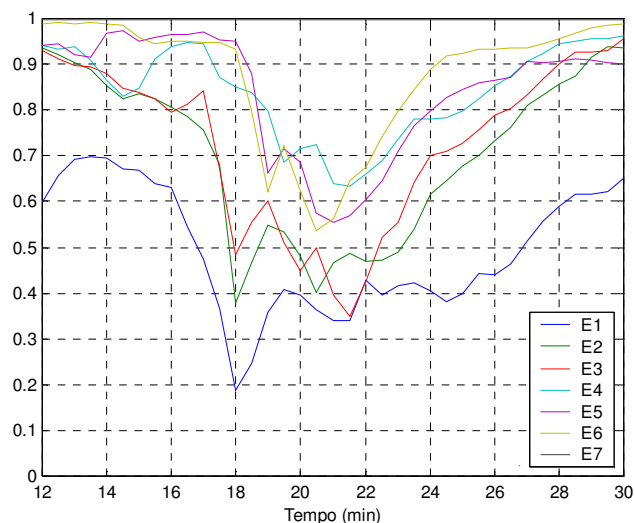


Figura 11 – Yw para cada estação no ciclo de produção

A equação que calcula as diferenças de velocidades entre as fases, Vs em pés/min, é função da densidade do óleo no fundo do poço (ρo), da densidade da água no fundo do poço (ρw) e da WATER HOLDUP – Yw. Esta equação é mostrada abaixo (Schlumberger, 1973):

$$Vs = 39,414(\rho_w - \rho_o)^{0,25} e^{-0,788 \ln[1,85/(\rho_w - \rho_o)]} \times (1 - Yw) \quad (2)$$

A partir do cálculo de Vs, pode-se calcular as velocidades da fase água (Vw) e a da fase óleo (Vo), uma vez que a velocidade média da mistura (Vmed) é calculada pelo medidor de fluxo. A equação que relaciona Vmed, Vw e Vo (Schlumberger, 1973), é mostrada a seguir:

$$Vmed = [Yw \times Vw + (1 - Yw) \times Vo] \quad (3)$$

e como por definição Vo = Vs + Vw, então temos :

$$Vw = Vmed - [Vs \times (1 - Yw)] \quad (4)$$

A distribuição do corte de água entre as estações pode ser observada na Figura-12.

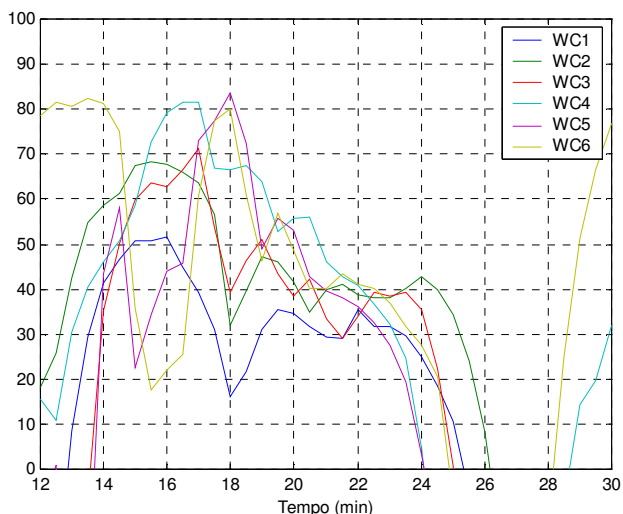


Figura 12 – Corte de água para cada estação

Assim, pode-se calcular a vazão de óleo (Qo) e a vazão de água (Qw) para cada intervalo, multiplicando as velocidades das fases pela área interna do revestimento. Finalmente, a Figura 13 mostra a produção de cada intervalo completado do poço, encontrada através da técnica apresentada neste trabalho.

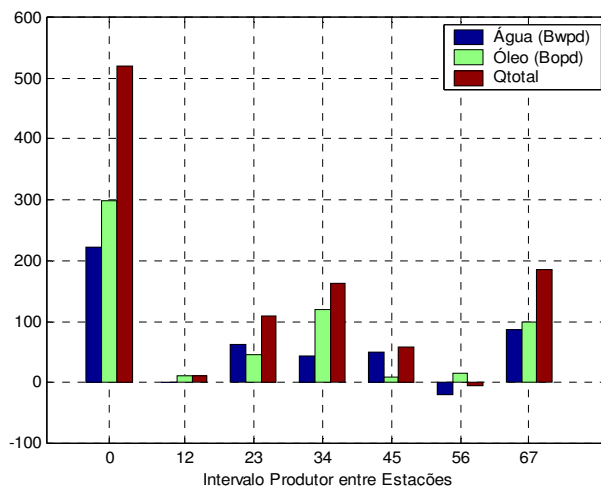


Figura 13 – Produção (BBL/d) por intervalo completado

Conclusão

A interpretação dos dados obtidos utilizando a técnica PAINTWELL, apresentada neste trabalho, está baseada na observação em profundidade e no tempo das medidas obtidas pelos sensores da ferramenta PL. Os cálculos são realizados a cada instante do ciclo produtivo, através da superposição das medições estacionárias e da utilização de técnicas de inteligência computacional para encontrar o corte de água.

Comparando-se os resultados obtidos pelo método PAINTWELL e os valores disponibilizados pela gerência de produção responsável pelo poço estudado, tem-se praticamente o mesmo valor bruto de produção (aproximadamente 500 barris por dia), mas um menor valor para o corte de água foi encontrado utilizando a técnica descrita neste trabalho. Isto ocorre devido o poço ter sido fechado para a realização da verificação mecânica das condições do poço antes da perfilagem. O fechamento do poço, restaura a pressão e o contacto óleo/água do reservatório, diminuindo assim a produção de água das formações por um período diretamente proporcional ao tempo de fechamento do poço.

A técnica apresentada permite a perfilagem e a interpretação de produção em poços intermitentes, o que significa um grande avanço tecnológico para recuperar o potencial dos poços completados com vários intervalos produtivos.

Agradecimentos

Os autores expressam os agradecimentos a CPRM e ao convênio ANP/FINEP/UFPa/PRH-06

Referência Bibliográfica

- ALEXANDRE, P. S. S. & ANDRADE, A. 2001. Perfilagem de Produção em Poços Intermitentes. In: CONGRESSO INTERNACIONAL DA SOCIEDADE BRASILEIRA DE GEOFÍSICA, 7., Salvador, 2001. *Anais...*, Salvador, SBGf, v.2, p. 1503-1506.
- ANDRADE, A. J. N. & LUTHI, S. M. 1997. Correlação estratigráfica de perfis de poço através de rede neural direta multicamadas. In: CONGRESSO INTERNACIONAL DA SOCIEDADE BRASILEIRA DE GEOFÍSICA, 5., São Paulo, 1997. *Anais...*, São Paulo, SBGf, v.1, p. 369-372.
- AITKEN, J. & RACHT, V. G. 1982. *Reservoir and Production Fundamentals*, 1982. Schlumberger. 2.ed., p.1-205.
- AZEVEDO, F.M.; BRASIL, L.M. & OLIVEIRA, R.C.L. 2000. "Redes Neurais com aplicações em Controle e em Sistemas Especialistas" . 2000. 2d., Visual Books.

EARLOUGHER JR, R. O. 1997. *Advances in Welltest Analysis*, 1977. Schlumberger. 2.ed., p.1-264.

FISCHETTI, A. I. & ANDRADE, A. 1999. *Automatic first break picking in seismic traces by neural network*. In: CONGRESSO INTERNACIONAL DA SOCIEDADE BRASILEIRA DE GEOFÍSICA, 6., Rio de Janeiro, 1999. *Anais...*, Rio de Janeiro, SBGf. CD-ROM.

HAYKIN, S. 2001. "Redes neurais – princípios e prática". 2.ed., Porto Alegre, Bookman.

MOREIRA, M. & FIESLER, E., 1995. *Neural Networks with Adaptive Learning Rate and Momentum Terms* . 1985. IDIAP Technical report

PIRSON, S. J. 1977. *Geologic Well Log Analysis*. 2. ed., Houston, Gulf.

RUMELHART, D. E., & J. L. McCLELLAND (eds.). 1986. *Parallel Distributed Processing: explorations in the microstructure of cognition*, Vol. 1. Cambridge, MA, MIT Press.

SCHLUMBERGER, *Production Log Interpretation*. 1973. Schlumberger. 1973 ed., p.1-92

SCHLUMBERGER, *Well Services*. 1989. "Principios y Aplicaciones de la Interpretación de Registros". Mexico. p.1-198.