

INTERPRETAÇÃO DO PERFIL *FLUID CAPACITANCE* DA FERRAMENTA *PRODUCTION LOGGING TOOL*

Márcio Roberto de Andrade Araújo Filho (1); Claudiana Ferreira da Silva (2); Wellington dos Santos de Araújo (3); Ernesto Vargas Bautista (4)

Centro Universitário Tiradentes – UNIT/AL, Email: marcioraaf@hotmail.com (1)

Centro Universitário Tiradentes – UNIT/AL, Email: claudiana-al@hotmail.com (2)

Centro Universitário Tiradentes – UNIT/AL, Email: wellingtonaraujo_engpet@hotmail.com (3)

Centro Universitário Tiradentes – UNIT/AL, Email: ernesto.vargar.br@hotmail.com (4)

Resumo: A ferramenta de perfilagem de produção (*Production Logging Tool* – PLT) é muito utilizada na produção e/ou injeção de fluidos em poços de petróleo e gás natural. Esta ferramenta se constitui de vários perfis. Um deles é chamado de *Fluid Capacitance*, cujo objetivo é detectar a porcentagem de água do fluido que está produzindo, através da medição da capacitância/constante dielétrica do fluido que nada mais é a grandeza física que relaciona a quantidade de carga adquirida pelo capacitor em função do potencial elétrico. O objetivo desse trabalho foi desenvolver uma metodologia para interpretar os dados que são obtidos do perfil *Fluid Capacitance* e calcular a porcentagem de água que um ou vários reservatórios estão produzindo, através de um exercício de fluxo bifásico em função da capacitância. Este estudo se constituiu de uma revisão e consulta de livros e artigos em língua estrangeira. Foi observado que na literatura portuguesa não existem metodologias que mostrem a interpretação dos dados do perfil *Fluid Capacitance*. A contribuição deste trabalho foi mostrar uma metodologia simples de cálculo para profissionais da área que trabalham com este tipo de dados. Portanto, este estudo permitiu entender o princípio básico e o funcionamento da ferramenta de produção, onde, observa-se que apesar de uma grande porcentagem de água que o poço produz, ainda é viável economicamente continuar a produzir o mesmo, pois a vazão de óleo ainda é maior que a de água e através de métodos de recuperação pode-se diminuir essa porcentagem de água, assim aumentado à vazão de óleo.

Palavras-chave: Interpretação, *Fluid Capacitance*, *Production Logging Tool*.

Introdução

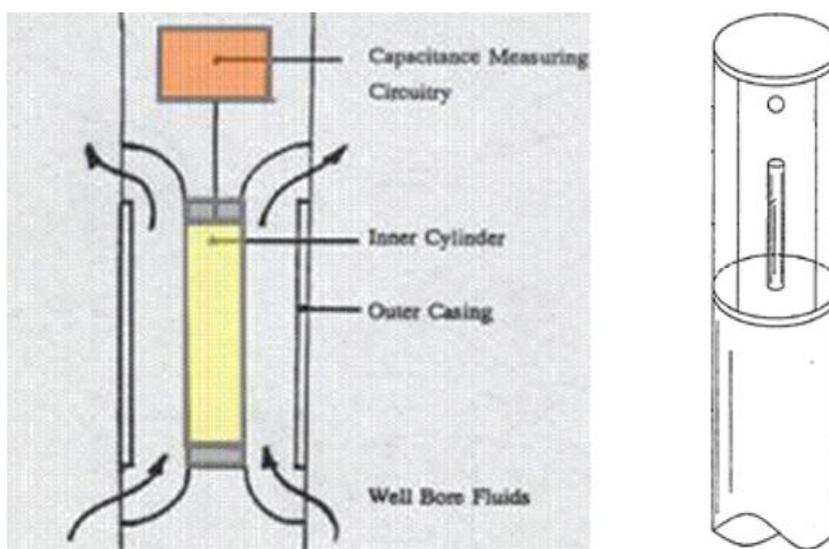
O PLT (*Production Logging Tool*) é uma ferramenta muito utilizada na obtenção dos perfis de produção e injeção de fluidos. Permite determinar, por exemplo, o tipo de fluido e a vazão produzida em cada zona do poço (GOMES e ALVES, 2011). Estes perfis são realizados no início da completação e durante a produção do poço, para determinar as condições de produtividade. Seu objetivo é proporcionar informação sobre a natureza, o movimento dos fluidos durante a produção e injeção e diagnosticar problemas dentro do poço (MOTTOLA, 2014, p.1).

Segundo Thomas (2001, p.133) a ferramenta PLT pode fornecer os seguintes perfis: *Continuous flowmeter*, gradiomanômetro, densidade, *hidrolog* e temperatura. Neste trabalho desenvolveu-se uma metodologia para interpretar os registros que são obtidos pela ferramenta *Hidrolog*, para calcular a porcentagem de água que o reservatório está produzindo, através de um exercício de fluxo bifásico em função da capacitância/constante dielétrica que é grandeza física que relaciona a quantidade de carga adquirida pelo capacitor em função do potencial elétrico.

Se o poço estiver produzindo apenas dois fluidos (óleo e água, óleo e gás, ou gás e água) seria possível determinar a porcentagem de cada fluido em cada intervalo aberto para produção, descendo-se os perfis *flowmeter* e o gradiomanômetro. Porém, para petróleo bruto pesado e para poços que produzem pequenas quantidades de uma fase em relação à outra fase, a variação da densidade é baixa, por isso neste trabalho utilizou-se o *hidrolog* (MCKINLEY, 1982, p.572).

O *Hidrolog* consiste em fazer passar o fluxo oriundo do reservatório pelo sensor através de um orifício, onde tem uma chapa que forma a ferramenta e um eletrodo de teflon, como pode ser visto na **Figura 01**. Os fluidos que passam pelo interior da ferramenta atuam como isolante ou dielétrico, um campo elétrico é aplicado à área de fluxo radial a partir da superfície. Por fim, é medida pelo capacitor e é convertida em frequência, ou seja, quanto mais fluido de diferentes constantes dielétricas estiver em contato ao campo elétrico na área de fluxo radial variará a frequência e será enviada e registrada em superfície.

Figura 01: Fluid Capacitance Logging Tool.



Para interpretar a ferramenta em fluxo bifásico, primeiramente é necessário conhecer as variáveis a

seguir: K é a constante dielétrica do fluido, K_w é a constante dielétrica da água, K_o é a constante dielétrica do petróleo, Y_w é a retenção de água e Y_o é retenção de petróleo, e conhecer a **Equação 1** a seguir:

$$K = \sum Y_i K_i \quad (1)$$

Na **Equação 2** considera-se que a soma das retenções de todos os fluidos, neste caso óleo e água, no reservatório é de 100% igual a 1, pode-se dizer que:

$$Y_w + Y_o = 1 \quad (2)$$

Então, conclui-se na **Equação 3**:

$$Y_w = \frac{K - K_o}{K_w - K_o} \quad (3)$$

Considerando que as **Equações 4 a 7** sejam:

$$V_o = V_w + V_s \quad (4)$$

$$Q_t = Q_w + Q_o \quad (5)$$

$$Q_o = V_o \cdot \text{Área} \quad (6)$$

$$\text{Área} = \frac{\pi(D^2 - d^2)}{4} \quad (7)$$

Formulando, assim, a **Equação 8** que será utilizada no exercício posteriormente.

$$Q_w = Y_w * [Q_t - 1,4 * V_s * (D^2 - d^2)] \quad (8)$$

Na qual: V_o é a velocidade do petróleo em $(\frac{ft}{min})$; V_w é a velocidade da água em $(\frac{ft}{min})$; V_s é a velocidade de deslizamento em $(\frac{ft}{min})$; Q_t é a taxa de fluxo total em $(\frac{B}{D})$; Q_w é a taxa de fluxo da água em $(\frac{B}{D})$; Q_o é a taxa de fluxo de petróleo em $(\frac{B}{D})$; D é o diâmetro interno do revestimento em polegadas e d é o diâmetro externo da ferramenta em polegadas.

O **Gráfico 01** mostra a variação das constantes dielétricas da água em função da temperatura e concentração de sal. E no **Quadro 01** mostram-se as constantes dielétricas dos fluidos presentes no reservatório são:

Quadro 01: Constantes dielétricas dos fluidos (Água, petróleo e gás).

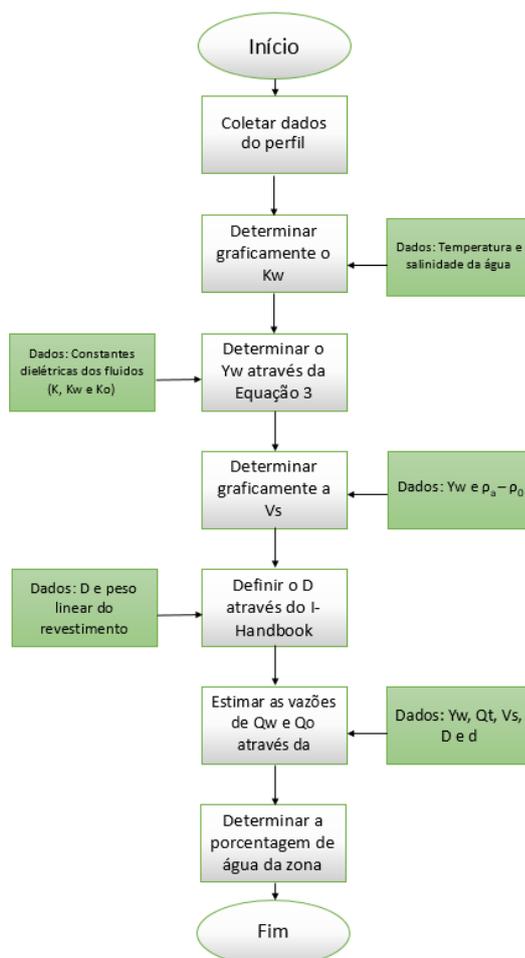
| Fluidos | Constante Dielétrica |
|----------|----------------------|
| Água | 60 a 80 |
| Petróleo | 2,8 a 3,0 |

| | |
|-----|-----|
| Gás | 1,0 |
|-----|-----|

Metodologia

Este estudo se constituiu de uma revisão e consulta de livros e artigos em língua estrangeira. Foi observado que na literatura portuguesa não existem metodologias que mostrem a interpretação dos dados do perfil de *Fluid Capacitance* e que a constante dielétrica dos fluidos utilizados não tem um valor fixo na bibliografia. Por isto, a contribuição deste trabalho foi mostrar uma metodologia simples do cálculo da porcentagem de água que a zona fornece para profissionais da área que trabalham com este tipo de dados, como pode ser visto no **Fluxograma 1**.

Fluxograma 1: Passo-a-passo da resolução do exemplo do perfil *Fluid Capacitance*.



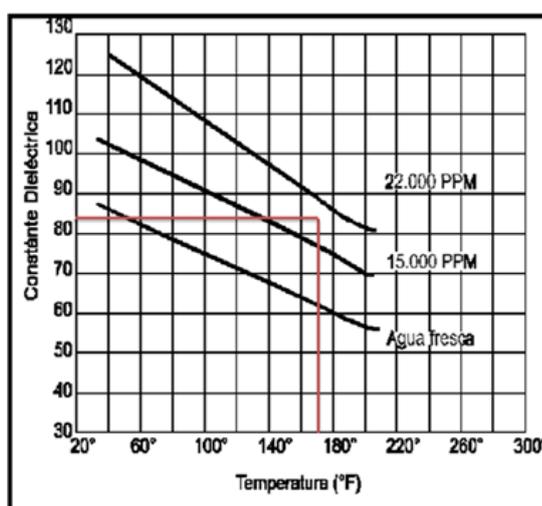
Resultados e Discussão

Exemplo de Fluxo bifásico

Em um poço com revestimento de 7 polegadas e 23 lb/ft, mede-se um valor de $K=45$, com uma ferramenta HUM. Das medições tem-se uma taxa de fluxo de fundo de 1000 BPD. A temperatura do fundo é de 170°F e a salinidade da água é 18000 PPM. A diferença de densidade $\rho_a - \rho_o$ é de $0,15\text{g/cm}^3$. O petróleo bruto tem 20° API. O diâmetro da ferramenta é 2,85 polegadas. Com base nos dados anteriores, calcule a porcentagem de água que fornece a zona.

- 1) No **Gráfico 01** traça-se uma reta a partir do eixo x, temperatura (170°F), até interpolar com a curva de salinidade da água (18000 PPM) e depois traça uma reta horizontal até tocar o eixo y, constante dielétrica da água, obtendo assim, a $K_w = 84$.

Gráfico 01: Variação da constante Dielétrica da água, em função da temperatura e concentração de sal.



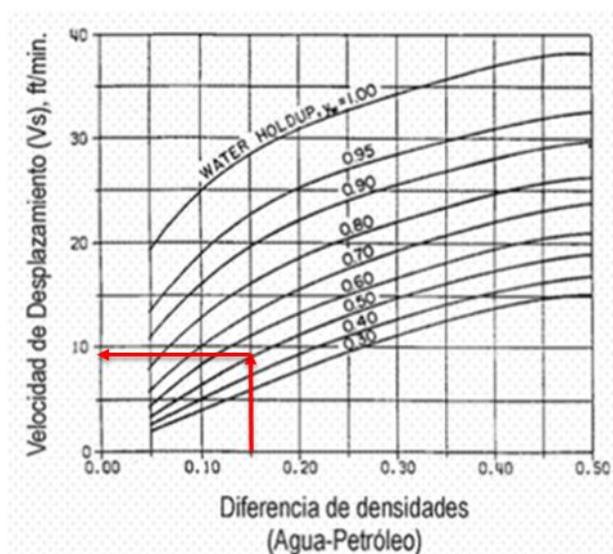
- 2) Considerando que o petróleo bruto é mediano de 20° API, a partir do **Quadro 01** que foi citado na introdução admite-se que o $K_o = 2,8$. Para encontrar Y_w aplica-se a **Equação 3** a seguir:

$$Y_w = \frac{45 - 2,8}{84 - 2,8}$$

$$Y_w = 0,52$$

- 3) No **Gráfico 02** traça-se uma reta a partir do eixo x que representa a diferença das densidades dos fluidos ($\rho_a - \rho_o = 0,15\text{g/cm}^3$), até atingir a Y_w encontrada anteriormente, depois traça-se uma reta horizontal até tocar o eixo y, logo, a (V_s) é 9 ft/min.

Gráfico 02: Cálculo da velocidade de deslizamento da ferramenta.



4) Na **Figura 02** encontra-se o D (6,366 pol) a partir dos dados do revestimento.

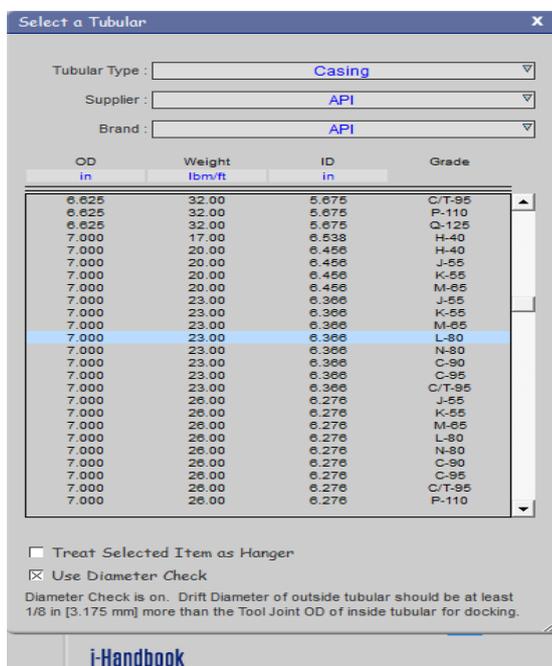


Figura 02: Programa I-Handbook – Disponível em:

<http://www.slb.com/resources/software/ihandbook.aspx>.

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br

www.conepetro.com.br

5) Logo, calculam-se as vazões Q_w e Q_o a partir da fórmula a seguir:

$$Q_w = Y_w * [Q_t - 1,4 * V_s * (D^2 - d^2)] \quad (8)$$

$$Q_w = 0,52 * [1000 - 1,4 * 9 * (6,366^2 - 2,85^2)]$$

$$Q_w = 308 \frac{\text{bbl}}{\text{dia}}$$

$$Q_o = (Q_t - Q_w)$$

$$Q_o = (1000 - 308)$$

$$Q_o = 692 \frac{\text{bbl}}{\text{dia}}$$

6) Logo, a porcentagem de água é:

$$\frac{Q_w}{Q_t} = \% \text{ de água}$$

$$\frac{308}{1000} = 30,8 \%$$

Conclusões

Portanto, o estudo do perfil de produção *Fluid Capacitance* permitiu entender o princípio básico e o funcionamento da ferramenta, onde, observa-se que apesar de uma grande porcentagem de água que o poço produz, ainda é viável economicamente continuar a produzir o mesmo, pois a vazão de óleo ainda é maior que a de água e através de métodos de reparação pode-se diminuir essa porcentagem de água, assim aumentando a vazão de óleo. Pode-se concluir que na perfilagem de produção o perfil *Fluid Capacitance* é de grande importância, pois através do mesmo é possível saber a porcentagem de água presente no reservatório e após esse estudo pode-se tomar uma decisão sobre o futuro do poço.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao Centro Universitário Tiradentes pelo fomento à pesquisa, ao corpo docente que colaborou no desenvolvimento desse trabalho e a Coordenação de Pesquisa, Pós-Graduação e Extensão (COPPE) pela bolsa concebida.

Referências



GOMES, J. S.; ALVES, F. B. **O Universo da Indústria Petrolífera – Da Pesquisa à Refinação**. 2ª edição. Lisboa, Portugal: Fundação Calouste Gulbenkian, 2011.

MCKINLEY R.M. **Production Logging**. International Petroleum Exhibition and Technical Symposium of the Society of Petroleum Engineers, Beijing-China, 1982.

MOTTOLA, Fabiola. **Interpretación De Perfiles de Producción**. Universidad de Oriente – Núcleo de Monagas, Venezuela, 2014.

THOMAS, J. E.; et al. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. 2ª edição. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2001.