



Estimativa da saturação de água do arenito Namorado na Bacia de Campos observando a dispersão dos dados dos perfis de poço

Gabriel Nacur & Abel Carrasquilla, UENF/LENEP, Macaé - RJ

Copyright 2014, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

Este texto foi preparado para a apresentação no VI Simpósio Brasileiro de Geofísica, Porto Alegre, 14 a 16 de outubro de 2014. Seu conteúdo foi revisado pelo Comitê Técnico do VI 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

Archie (1942) determinou a saturação de água em arenitos limpos através da medição da resistividade elétrica, constituindo-se esse num importante parâmetro na caracterização das reservas de hidrocarbonetos. Hingle (1959), Buckles (1965 e Pickett (1973) desenvolveram soluções gráficas para a Equação de Archie, que permitem uma rápida determinação da saturação de água, observando a dispersão dos dados. Assim, as saturações são estimadas uma vez feita a correção da porosidade do efeito da argilosidade, ficando demonstrado que a metodologia desenvolvida pode muito bem ser aplicada num cálculo rápido da saturação de água, porém, sem a determinação dos parâmetros da Equação de Archie.

Introdução

A saturação de água (S_w) é um dos principais parâmetros a ser considerados na decisão de completar um poço para produzir hidrocarbonetos ou abandoná-lo. Archie (1942), no seu trabalho pioneiro, mostrou a relação existente entre S_w em arenitos limpos e a resistividade medida (R_t) nas amostras de rochas, o que, posteriormente, foi estendido para perfis de poço (Schön, 2011). Em seguida, muitos outros autores realizaram estudos para desenvolver esquemas capazes de caracterizar S_w . Entretanto, nenhuma dessas abordagens pode ser considerada universal e ser usada em qualquer reservatório, pois é preciso estudar as características de cada reservatório para poder aplicar o modelo que melhor o explica (Ellis & Singer, 2011)..

Existem muitos parâmetros petrofísicos que influenciam na estimativa de S_w , a saber: conteúdo de argila (V_{sh}), porosidade (ϕ), permeabilidade (K), resistividade da água da formação (R_w), empacotamento dos grãos, etc. Uma maneira rápida e eficaz de estimar S_w é usando gráficos *crossplots* de R_t vs ϕ , como foi feito por Hingle (1959), Buckles (1965), e Pickett (1973).

Utilizando a metodologia gráfica proposta por esses autores, calculamos a S_w no reservatório turbidítico do Campo Namorado na Bacia de Campos, com a utilização de dados de perfis de poço (raios gama - GR, resistividade - R_t , neutrônico - $NPHI$, densidade - $RHOB$ e tempo de trânsito - DT) coletados nesse campo. O Arenito Namorado, consiste em depósitos de areias turbidíticas depositadas durante o Albiano -

Cenomaniano. De acordo com Bruhn (1998), a unidade sedimentar compõe a porção superior da Formação Macaé (Membro Outeiro), com o respectivo reservatório apresentando os seguintes atributos: área com fechamento do tipo misto, estrutural e estratigráfico (em torno de 23 km²); geometria externa lenticular/tabular definida por carbonatos da Formação Macaé; limite superior definido por folhelhos da Formação Ubatuba, limites laterais ao norte a ao sul por acunhamento, sudeste, noroeste e sudoeste por falhas com espessura média de 60 m (variando de 5 a 130 m); a largura média de 4 km e comprimento mínimo de 9 km e máximo de 14 km; a geometria interna é heterogênea, de baixo grau com estruturas primárias predominantes de arenito maciço e composição de arenitos arcossianos; a granulação é em média regular e o grau de arredondamento e esfericidade, em geral, é baixo.

Metodologia

Os estudos experimentais de Archie (1942) revelaram uma equação que relaciona quantitativamente R_t (ohm.m) com S_w (fração), ϕ (fração) e R_w (ohm.m) em arenitos limpos, da seguinte forma:

$$R_t = \frac{aR_w}{S_w^n \phi^m}, \quad (1)$$

em que a , m e n são os coeficientes de de tortuosidade, de cimentação e de saturação, drespectivamente. Normalmente, V_{sh} presente nos arenitos causa uma diminuição na R_t da formação (Dalkhaa, 2005).

Hingle (1959) propus um método baseado em dados dos perfis R_t e ϕ , que permitem o cálculo de S_w diretamente de um gráfico. Ele arrumou a Equação 1 da seguinte forma:

$$\phi = \left[a \left(\frac{R_w}{S_w^n} \right) \right]^{\frac{1}{m}} (R_t)^{\frac{1}{m}}. \quad (2)$$

Essa equação descreve um conjunto de retas que partem de uma origem comum, as quais representam valores de S_w constante. A origem em comum é chamada de ponto da matriz com ϕ igual a zero. A reta S_w igual a 1 (100% saturada) pode ser desenhada partindo do ponto de matriz e passando pelos pontos que se localizam mais acima do gráfico de dispersão, cuja inclinação define R_w .

Pickett (1966) reorganizou a Equação de Archie, primeiramente isolando a R_t como na Equação 1, e logo aplicou logaritmo nos dois lados dessa equação:

$$\log(\phi) = \frac{1}{m} [\log(aR_w) - n \log(S_w) - \log(R_t)] \quad (3)$$

A Equação 3 representa uma reta em um gráfico de R_t vs ϕ na escala logarítmica. A inclinação da reta definida por essa equação será igual à $-1/m$ e intercepta a reta de $\phi = 1$ no valor numericamente igual a aR_w . Se assumimos que $a = 1$ pode-se facilmente calcular R_w . As outras retas com S_w constantes serão paralelas à reta $S_w = 1$, a distância perpendicular entre estas retas de S_w constantes irão depender da parcela $n \log(S_w)$ presente na Equação 3. Como vantagem, o gráfico de Pickett permite o cálculo de m , R_w e avaliar qualitativamente S_w de acordo com a proximidade das retas de saturação de água constantes. Mas, com esse método é necessário assumir ainda valores para n e a .

Uma vez S_w é conhecida, Buckles (1965) indicou a forma de calcular o conteúdo volumétrico de água no reservatório (BVW), através da relação:

$$BVW = \phi S_w \quad (4)$$

Um mínimo de BVW implica em saturação de água irreducível (S_{wirr}), quando há produção de pouca e nenhuma água. Quando se plota S_w vs ϕ em escala linear ou logarítmica, mostra-se BVW sem ter que fazer cálculos.

Resultados

A Figura 1 mostra os perfis GR , R_t , $NPHI$, $RHOB$ e DT coletados no poço NA02 do Campo Namorado, num intervalo entre 2.980 até 3.170 m de profundidade. Nesse poço, o óleo foi detectado no intervalo 3.041 - 3.054 m durante a perfuração pelo estudo das amostras de calha presentes no fluido de perfuração, quando uma presença constante de hidrocarbonetos foi registrada, podendo ser caracterizado como a zona produtora. Qualitativamente podemos notar esse possível reservatório de hidrocarbonetos no intervalo 3.020 até 3.060 metros de profundidade devido a valores baixos de GR e R_t alta (retângulo vermelho).

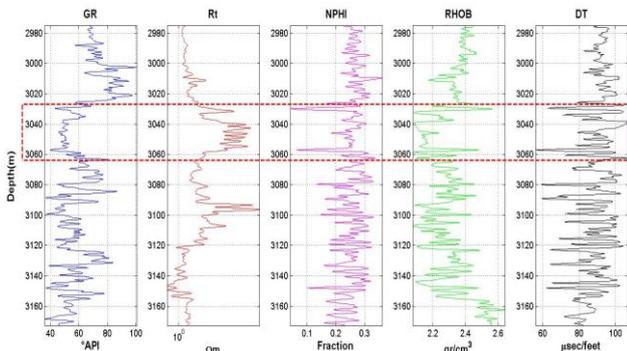


Figura 1. Perfis no poço NA02.

Em seguida, após corrigir a porosidade dos efeitos da argilosidade (Krygowski & Cluff, 2012) para esse reservatório, fizemos o gráfico de Hingle, o qual aparece na Figura 2, a qual mostra círculos vermelhos com cruz no centro indicando os centros dos

agrupamentos calculados com a técnica *K-means* (Forgy, 1992). Os dois agrupamentos inferiores apresentam uma porosidade de aproximadamente 0,26, quanto que o outro agrupamento apresenta uma porosidade um pouco menor, de aproximadamente 0,23, parecendo haver uma diminuição com a profundidade. Observam-se três áreas principais: a primeira, do círculos amarelos, é uma zona com pouca ou nenhuma S_w , entre 0,1 até 0,0, que corresponde ao óleo dentro do reservatório, com valores de condutividade de 0.15 mhos.m. A segunda, a dos círculos azuis, é a zona de transição água - óleo com S_w entre 0.1 e 0.3 e condutividade de 0.30 mhos.m. A terceira zona, que corresponde aos círculos verdes é aquela com S_w com valores entre 0,4 até 1,0 e condutividade de 0.50 mhos.m.

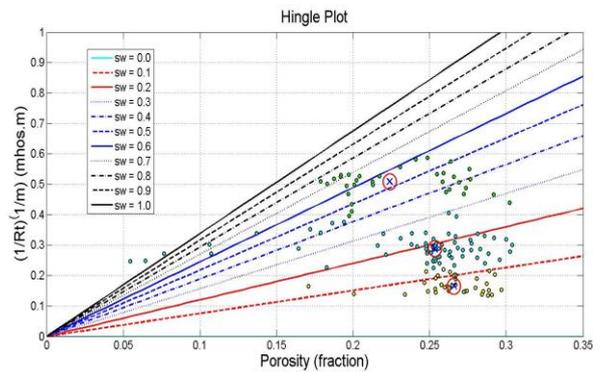


Figura 2. Gráfico de Hingle para o reservatório do poço Na02.

No gráfico de Pickett (Figura 3), os três centros de agrupamentos indicam uma porosidade aproximada de 0,27 para todo o reservatório. Neste caso, os círculos amarelos indicam a zona com S_w acima de 0,2, os verdes a zona de transição com S_w entre 0,2 e 0,1 e os azuis a zona de óleo com S_w menor que 0,10, com resistividades baixa (10 ohm.m), média (65 ohm.m) e alta (450 ohm.m), respectivamente.

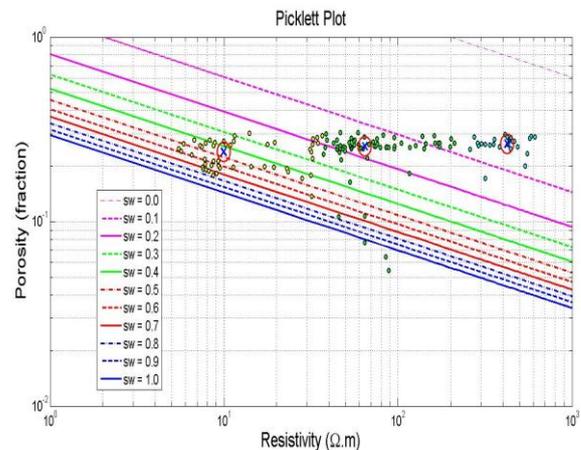


Figura 3. Gráfico de Pickett para o reservatório do poço Na02.

No caso do gráfico de Buckles (Figura 4), os dois primeiros agrupamentos indicam uma seção do reservatório com porosidade aproximada de 0,27 e

uma outra com 0,20. Novamente as três zonas antes mostradas são muito evidentes neste caso: a amarela representa a seção do óleo com BVW entre 0,00 e 0,08 ($S_w = 0,13$). A verde é a zona de transição com BVW entre 0,08 e 0,12 ($S_w = 0,40$), e, finalmente, a azul, a zona de óleo com com BVW maior que 0,12 ($S_w = 0,63$). Os valores menores de S_w mostram uma zona com m valor aproximado de 0,04, que corresponde ao valor da saturação de água irreductível (S_{wir}).

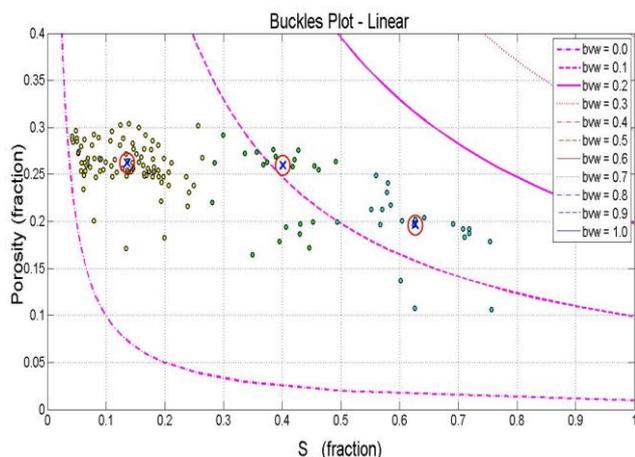


Figura 4. Gráfico de Buckles para o reservatório do poço Na02.

Conclusões

A S_w do poço NA02 do Campo de Namorado, na Bacia de Campos - Sudeste do Brasil, foi estimada através de dados de perfis de poço, considerando um meio poroso para arenitos limpos como a Equação de Archie. Os gráficos *crossplots* de Hingle (1959), Pickett (1973) e Buckles (1965) apresentam a vantagem de nos dar uma visão espacial dos dados, ao separar os valores de S_w , S_{wir} , R_v , BVW , ϕ nas diferentes zonas de óleo, transição e aquífero dentro do reservatório, mas, não fornecem os valores dos parâmetros a , n , m e R_w da Equação de Archie. Ou seja, a não determinação exata dos parâmetros da Equação de Archie pode levar a uma estimativa errada de S_w , e, portanto, as reservas de hidrocarbonetos ($S_o = 1 - S_w$). Assim, métodos quantitativos de cálculo desses parâmetros são mais aconselhados.

Agradecimentos

Agradecemos à ANP por ceder os dados utilizados neste trabalho, à Petrobras pelo financiamento de projeto de pesquisa e ao UENF/LENEP pela infraestrutura computacional.

Referências

- Archie, G. 1942. The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. Transactions of the American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers, 146, 54-62.
- Bruhn, C. 1998. Deep-water reservoirs from the eastern Brazilian rift and passive margin basins.

- Extended abstracts, AAPG International Conference & Exhibition, Rio de Janeiro, 187 p.
- Buckles, R.S. 1965. Correlating and averaging connate water saturation data. Journal of Canadian Petroleum Technology, v. 9, no. 1, p. 42 - 52.
- Dalkhaa, C. 2005. Study of modeling of water saturation in Archie and non-Archie porous media. Master Thesis, Middle East Technical University, Temmuz, 112 p.
- Ellis, D. & Singer, J. 2011. Well logging for earth scientists. Springer, 699 p.
- Forgy, E. 1965. Cluster analysis of multivariate data: efficiency versus interpretability of classifications. Biometrics, v. 21, p. 768-769.
- Hingle, A. 1959. The use of logs in exploration problems; Paper presented at the SEG 29th International Annual Meeting, Los Angeles.
- Krygowski, D. & Cluff, R. 2012. Pattern Recognition in a Digital Age: A gameboard approach to determining petrophysical parameters. Poster Session, AAPG ACE Meeting.
- Pickett, G. 1973. Pattern recognition as a means of formation evaluation. SPWLA 14th Annual Logging Symposium, Paper A.
- Schön, J. 2011. Physical properties of rocks: a workbook. Elsevier, Amsterdam, 479 p.