

Metodologia para determinar parâmetros petrofísicos de corte em um campo de petróleo: o caso Socororo, bacia do Oriente, Venezuela

Methodology to determine cut-off petrophysical parameters: Socororo case study, Eastern Venezuela Basin

Sérgio A. Cáceres Contreras

Engenheiro Geofísico,
Pesquisador da UNESPetro,
convênio UNESP-PETROBRAS,
Campus de Rio Claro, SP.
sacc@rc.unesp.br

Joel Carneiro de Castro

Professor Adjunto
Departamento de Geologia Aplicada,
Universidade Estadual Paulista,
Campus de Rio Claro, SP.
jocastro@rc.unesp.br

Resumo

A potencialidade de produção de um reservatório petrolífero depende de alguns parâmetros de rocha, no caso dos parâmetros petrofísicos, sendo que os mesmos devem ser analisados antes de uma nova locação. Ao longo dos anos, algumas metodologias têm sido aplicadas com a finalidade de se determinarem os valores petrofísicos (mínimos e máximos) que garantam a produção comercial de um campo de petróleo. Nesse sentido, o presente trabalho expõe a descrição de um processo comumente usado na indústria de petróleo, o qual define os valores-limites desses parâmetros físicos da rocha e do fluido, os quais permitem avaliar se uma área é economicamente viável. O processo inclui o cálculo de parâmetros de corte, sendo que os mesmos são definidos pela resistividade mínima de produção do campo ou análogo, saturação máxima de água, saturação de água irreduzível, volume máximo de argila e porosidade mínima. Uma vez determinados esses parâmetros, através do uso de gráficos cruzados, os mesmos são comparados com os valores medidos na região avaliada; caso algum deles se encontre fora dos limites mínimos ou máximos calculados, implicará alto risco econômico para a nova locação.

Palavras-chave: Parâmetro de corte, resistividade, porosidade, volume de argila, saturação de água.

Abstract

The production potential of a petroleum reservoir depends on rock parameters, such as petrophysical ones that must be analyzed before establishing a new location. For years some methods have been applied to define minimum and maximum petrophysical values and therefore to assure production from an oil field. The current research investigates a process commonly used in the oil industry that defines the boundary values of the rock and fluid parameters to assess the economic viability in an area. The process includes cut-off parameters, which are defined by the minimum resistivity for field production, maximum water saturation, irreducible water saturation, maximum clay content and minimum porosity. Once these parameters are defined through cross-plots, they are compared with measured values in the area; if some value is out of the calculated minimum or maximum limits, it will imply in considerable risk to the new location.

Keywords: Cut-off parameter, resistivity, porosity, shale volume, water saturation.

1. Introdução

Para se avaliar uma oportunidade exploratória, é necessário determinar se a mesma poderia ter sucesso econômico. Neste sentido, existe uma metodologia baseada em análise petrofísica do reservatório, que permite determinar parâmetros de rocha mínimos e máximos capazes de prever se a oportunidade tem chance de ser economicamente viável ou não.

Como exemplo para se explicar essa metodologia, serão utilizados dados de um campo de petróleo maduro, Socororo, localizado na região sudoeste da bacia Oriental da Venezuela/Sub-bacia Maturin (Figura 1). O campo é considerado como escola e tem sido operado pela empresa mista Petro-UCV desde 2000.

A exploração do campo Socororo foi iniciada no ano de 1939, sendo que, por problemas operacionais dos poços e da falta de compreensão da geologia do

reservatório, a área foi abandonada. No ano 2000, quando se reiniciou o processo de produção, o campo foi considerado como marginal, devido a sua baixa produção (~200 barris por dia).

Até hoje o campo Socororo não produziu os volumes originalmente calculados, o que infere que o campo necessita de ter seu potencial reavaliado. A dificuldade apresentada pelo campo ocorre em função de os seus dados de poço serem antigos e de baixa qualidade e, ainda, de seus dados sísmicos serem limitados a algumas linhas sísmicas. O fato de o campo não ter atingido as condições de produção previamente calculadas indica que o mesmo ainda tem potencial. Os dados sísmicos e de poço têm mais de 30 anos de existência e são as únicas informações atuais representativas das condições de subsuperfície da área (Contreras, 2008).

Para avaliar um perfil de poço (*well-log*), na ausência de amostras de rochas (testemunhos), é preciso analisar a sua correlação com perfis de outros poços. A correlação de perfis permite observar as variações litofaciológicas dos corpos sedimentares, o que facilita a interpretação geológica dos tipos de ambiente sedimentar nos níveis de possíveis reservatórios de hidrocarboneto.

A importância da definição de parâmetros de corte por reservatório (volume de argila máxima, porosidade mínima, saturação de água máxima, saturação de água irreduzível, entre outros) é baseada na necessidade de indicar os valores mínimos e máximos dos mesmos, com os quais um intervalo-reservatório pode ser considerado com potencial econômico suficiente para justificar a produção de hidrocarboneto do mesmo.



Figura 1
Localização do campo Socororo (quadro menor), a sudoeste da Área/Provincia Oficina (quadro maior). Na cor vermelha, os campos de produção de gás e, na verde, os de produção de óleo.

2. Considerações petrofísicas

A petrofísica consiste num sistema desenhado para a avaliação conjunta da rocha e dos fluidos, sendo que todas as considerações aqui realizadas utilizam as bases de cálculo propostas pela Schlumberger (1975) e por Bassiouni (1994).

O sistema de avaliação petrofísica é constituído, principalmente, por quatro elementos: litologia da rocha, volume de argila (Vsh), espaço vazio (porosidade) e fluido contido nos poros da rocha (óleo e/ou água).

Quando perfurado um poço, é de

especial importância a avaliação do tipo de fluido presente nas camadas porosas e permeáveis da subsuperfície (Winsaucer, 1952). Dos fluidos, os registros medem saturações, enquanto o sistema rocha-fluido mede propriedades físicas, como resistividade, volume de argila (Vsh), porosidade (Φ) e permeabilidade (K). Esta última, por ser considerada uma propriedade dinâmica da rocha, só indica permeabilidade no instante de ser adquirido o registro; no caso de se verificar a permeabilidade é mantida ao longo do tem-

po, deve-se medir aquele parâmetro em múltiplas ocasiões.

O volume total de espaço poroso interconectado é denominado porosidade efetiva (Φ_e), que em rochas arenosas é igual à porosidade total (Φ). No caso em que esses poros não estejam interconectados, não existirá permeabilidade.

O espaço poroso ocupado por volume de fluido é expresso em termos de saturação (%); em outras palavras, um reservatório estará constituído por suas saturações de água (S_w) e de hidrocarbo-

neto (Sh). Deve-se esclarecer que a saturação de água é integrada pela saturação de água irreduzível S_{wi} (aquela que não fluirá quando a jazida entrar em produção) e pela saturação de água móvel S_{mo} .

Na avaliação de perfis de poço, é considerada a interação da lama de perfuração com as paredes do poço, isto por causa da permeabilidade dos níveis-reservatório (~zonas-reservatório); nesses níveis acontece uma interação de fluidos,

Partindo do Fator de Formação (F), Archie relacionou a resistividade da rocha preenchida com água (R_o) e a porosidade e mais dois parâmetros conhecidos como Coeficiente de Cimentação (m) e Coeficiente de Tortuosidade (a), os quais são calculados em laboratórios de rocha e mudam de uma bacia para outra ($F = a/m$). Os valores usados no campo Socororo são $a = 0.81$ e $m = 2$, os quais provêm

devendo-se conhecer os parâmetros de rocha que podem ser medidos em cada uma das zonas. No processo de perfuração, as partículas sólidas da lama ficam nas paredes do poço, formando a zona de reboco ou *mudcake*, enquanto que a parte líquida da lama (filtrado) invade os níveis permeáveis por causa da pressão hidrostática da lama.

Um elemento importante de se mencionar é a **resistividade da água de forma-**

$$F = R_o/R_w \quad (1)$$

das análises petrofísicas da região.

Outro parâmetro importante é o cálculo da Saturação, que classifica o conteúdo de fluido em função da argilidade dos níveis-reservatório. Os modelos mais conhecidos e que se adaptam ao campo em estudo são os modelos de saturação de Archie (1941), Simandoux e Waxman-Smith. Cada um destes modelos é especificado na Tabela 1, que inclui as ca-

racterísticas básicas que deve ter a rocha-reservatório para se decidir se é aplicado um ou outro modelo de saturação.

Deve-se lembrar que os valores calculados de saturação de fluido e permeabilidade são os que existiam no campo, na data em que foi adquirida a informação; caso o campo ou jazida tenha entrado em produção, esses valores estarão alterados.

Tabela 1
Comparação dos modelos comuns de saturação de fluido para reservatórios siliciclásticos.

Modelo de saturação	% de argila	Características relevantes		
Archie (1941)	Menor que 20%.	Não considera tipos de argila	Independente da porosidade.	Requer os coeficientes a e m .
Simandoux	Maior que 20%.		Não trabalha com porosidades menores que 20%.	Não requer análise de testemunho, mas, sim, dos coeficientes a e m .
Waxman-Smith		Considera tipos de argila	Trabalha com porosidades menores que 20%.	Requer análise de testemunho para determinar o coeficiente de intercâmbio eletrolítico.

3. Análise petrofísica e resultados

A caracterização petrofísica é realizada nos níveis-reservatório e, por convenção, as siglas utilizadas, ao longo do artigo, respeitam seu nome em inglês, definido pelo *American Petroleum Institute*. Por exemplo, volume de argila tem

a sigla Vsh (*shale volume*).

Para iniciar a avaliação petrofísica devem ser predeterminados alguns parâmetros, entre eles o modelo matemático de saturação de fluido (que será utilizado nos cálculos de conteúdo de fluido),

a calibração dos registros elétricos, para o cálculo do tipo de fluido, e a utilização dos coeficientes de tortuosidade e cimentação (a, m) próprios da bacia. Neste sentido, o processo de análise petrofísica será resumido a seguir.

Seleção do modelo de saturação de fluido

O modelo de saturação utilizado depende do conteúdo de argila nos níveis-reservatório de interesse. Para a realização dessa análise, é calculado o volume de argila (Vsh) nos perfis de Potencial Espontâneo (SP) e/ou Raio Gama (GR), este nem sempre disponível no campo Socororo (Figura 2). Para o cálculo de

volume de argila, foi usado o índice de argilidade (Ish), que é uma aproximação ao valor real do volume. Os valores resultantes desse cálculo mostram um porcentual de argila acima do valor real, sendo que existem duas fórmulas propostas pela Dresser Atlas (in Rider, 1986) para o ajuste do valor:

$Vsh = 0.33 (2^{2Ish} - 1)$, em rochas pré-Cenozoicas, e $Vsh = 0.083 (2^{3.7Ish} - 1)$, em rochas Cenozoicas.

O volume médio de argila é de 21%, para os três intervalos-reservatório do poço 46. A equação utilizada pelo programa Prizm foi baseada no registro de Raio Gama:

$$\text{Volume de Argila (Vsh)} = [(GR - GR_{cln}) / (GR_{sh} - GR_{cln})] \quad (2)$$

Sendo: GR = medida do perfil Raio Gama, no intervalo de interesse, e GR_{cln} e GR_{sh}

= média do valor de Raio Gama, nos arenitos (cln, *clean*) e nos folhelhos (sh).

A partir da análise anterior, repetida para um total de 15 poços e média de

cinco intervalos-reservatório para cada poço, determinou-se que a equação de saturação a ser utilizada, nesse projeto, é a de Simandoux, pois o conteúdo de argila, nos reservatórios, está acima de 20% e não se dispõe do valor de coeficiente de

intercâmbio eletrolítico, que permitiria aplicar a equação de Waxman-Smith.

O processo anterior é realizado com o objetivo de definir o conjunto de equações mais apropriado para calcular o modelo de saturação de fluido nos

níveis-reservatório. Esses parâmetros são fundamentais na seleção do conjunto de equações a partir do qual serão calculadas as propriedades físicas do reservatório, tais como porosidade, areia total, areia petrolífera e teor de fluido.

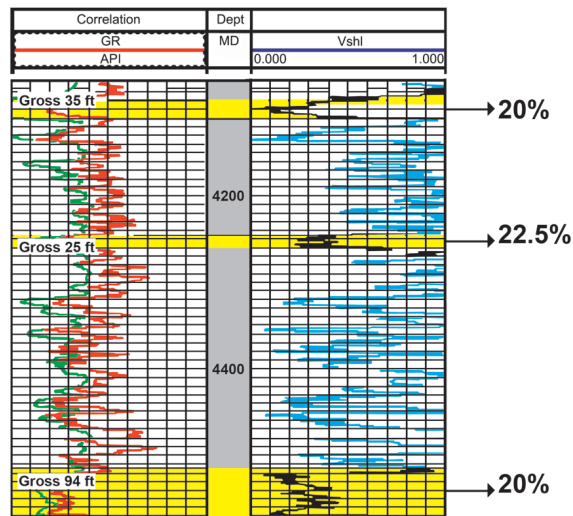


Figura 2
Cálculo de volume de argila (Vsh) para três intervalos arenosos do poço 46. Curva Potencial Espontâneo SP (verde) à esquerda do Raio Gama. Observam-se três medidas da média de Vsh, para cada intervalo-reservatório (lado direito da figura; profundidade em pés).

Calibração dos registros elétricos para cálculo de fluido

Para se determinar o conteúdo de fluido (gás, óleo ou água) presente nos níveis-reservatório, deve-se calibrar o registro elétrico de Potencial Espontâneo (SP), através da seleção de um nível arenoso com mais de 20 pés de espessura (~ 6 metros), e preenchido com água, de preferência água salgada. A determinação desse nível é realizada com base nos perfis de resistividade, como o registro de ILD (*Induction dual laterolog*).

Nessa fase, tem de se definir o valor da resistividade da água de formação (R_w) do nível selecionado, o qual foi calculado, nesse projeto, a partir do registro

de SP do poço 46 (Figura 2). No mesmo poço, o melhor nível arenoso se encontra entre 3713 pés e 3735 pés (Figura 3A), com uma resistividade de 2,44 ohm_m@ 57,95°C.

Para o cálculo de R_w , são necessários os seguintes parâmetros extraídos do cabeçalho do registro de poço (dados do poço 46):

- Resistividade do filtrado de lama de perfuração (R_{mf}) na temperatura de superfície (T_s 27,78°C): $R_{mf} @ T_s = 1,2 \text{ Ohm} \cdot \text{m} @ 27,78^\circ\text{C}$.
- Profundidade final BHD (*Bottom Hole Depth*), 4806 pés.

- Temperatura do fundo do poço BHT (*Bottom Hole Temperature*), 66,67°C.
- Gradiente de temperatura, g_G 0,00809°C/pé.

Os valores anteriores são complementados por outros, como o SSP, calculado no poço 46. O valor de SSP (diferença em milivolts entre a linha-base dos arenitos e dos folhelhos) foi medido no perfil SP, onde a linha-base de folhelhos está à direita e a de arenitos à esquerda, dando um resultado de 45 mV (Figura 3B). Deve-se lembrar que a deflexão da linha de arenito para a esquerda é pelo fato de a lama de perfuração ser menos

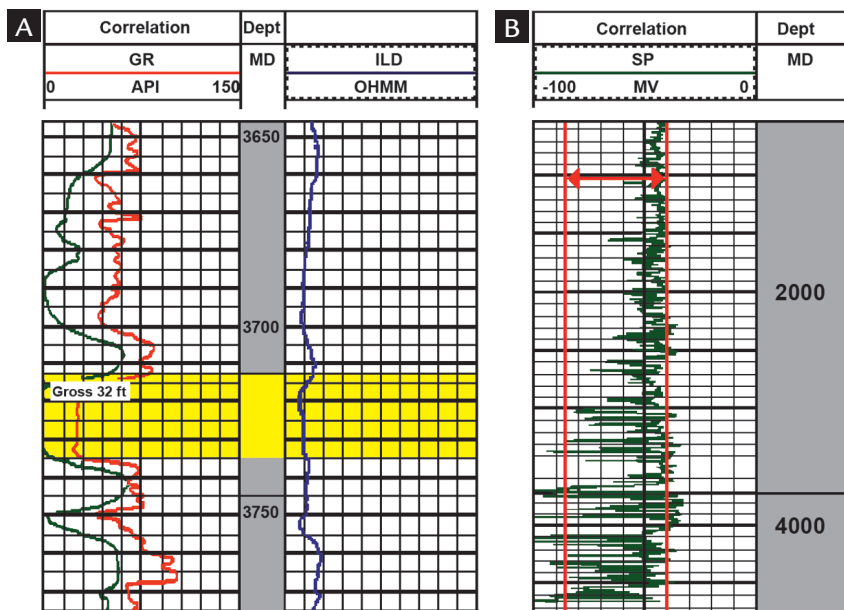


Figura 3
A) Melhor nível arenoso selecionado para o cálculo de R_w (a curva verde corresponde ao perfil SP), com espessura de 22'.
B) Cálculo de SSP para o poço 46.

salina que a água da formação. Quando a deflexão dessa linha é para a direita, interpreta-se que a lama de perfuração é

mais salina que o fluido da formação.

Os dados anteriores são complementados por outros, calculados e es-

pecificados na Tabela 2. Nesse sentido, R_w será calculado com a seguinte equação:

$$R_w = (R_{mf} @ T_f) / 10^{SSP/K} \quad (3)$$

$$T_f = T_s + (g_G \times Prof_f) \quad (4)$$

Sendo:

T_f (temperatura da formação).

SSP = diferença em milivolts entre a deflexão das linhas-base de folhelho e de arenito.

K= constante que depende da temperatura da formação.

O resultado do cálculo dos parâmetros, para a obtenção de R_w , para o intervalo entre 3713' e 3735', indicou $T_f = 57,95^\circ\text{C}$; $K=68,71$; e $SSP=45$ mV.

A resistividade do filtrado de lama (R_{mf}), na temperatura da formação, foi calculada no gráfico da Schlumberger (1975), apresentado na Figura 4. Nes-

se gráfico se ingressa com os valores de $R_{mf} @ T_s$ (1,2 ohm.m @ $27,78^\circ\text{C}$), com o objetivo de se calcular o conteúdo de NaCl em partes por milhão, no caso 4300 ppm, o qual não muda conforme a temperatura (a resistividade depende da temperatura). A seguir, sobre o gráfico, é projetada uma linha reta. Na referida linha, um ponto representa o valor da temperatura de formação e o outro ponto o conteúdo de NaCl (em ppm), donde se obtém o valor procurado, $R_{mf} @ T_f$ (0,75 ohm.m @ $57,95^\circ\text{C}$).

Com esses valores, em conjunto com a equação (3), se obtém a primeira

aproximação do R_w , resultando em 0,17 ohm.m @ $57,95^\circ\text{C}$; logo após, esse valor tem de ser ajustado com o Pickett Plot, gráfico com dois eixos logarítmicos, porosidade (Y) versus resistividade (X) e construído dentro do programa *Prizm* (Figura 5).

Para se realizar o ajuste com o Pickett Plot (Pickett, 1966), são carregadas as condições-limite (*boundary conditions*; ver Tabela 2).

São carregadas as curvas de indução ILD (*Induction Dual Laterolog*) versus PHIN (Porosidade Neutrônica). O *crossplot* inclui saturação de água ajust-

Figura 4
Cálculo de R_{mf} à temperatura da formação.

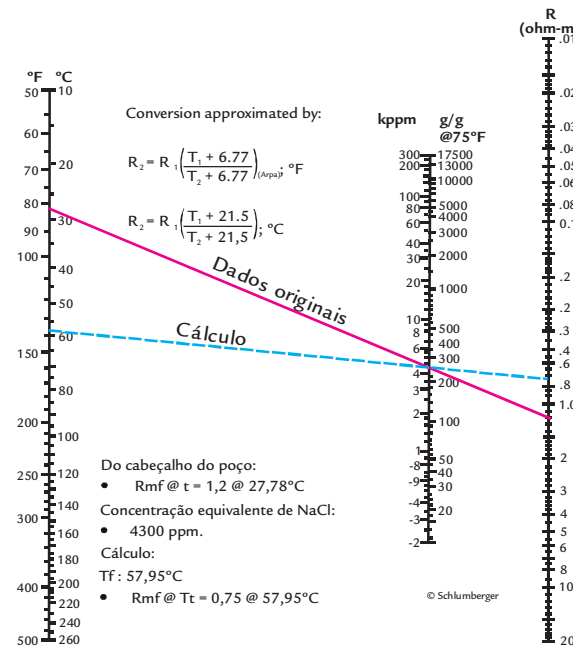
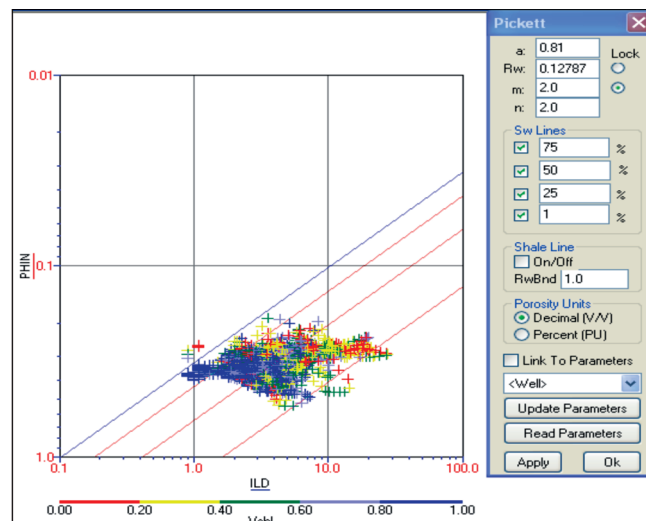


Figura 5
Pickett Plot com o ajuste do R_w . As cruzes em cor vermelha apresentam o menor conteúdo de Vsh e, em azul, o maior. As linhas inclinadas representam saturação de água (linha azul aumentando no sentido das vermelhas).



Name	Source	Value	Unit	Description
GRclr	UDE Set	22.000	API	Gamma ray clean
GRshl	UDE Set	80.000	API	Gamma ray shale
HIshl	UDE Set	0.400	V/V	Neutron hydrogen index shale
RhoF	UDE Set	1.000	GM/CC	Bulk density fluid
RhoM	UDE Set	2.650	GM/CC	Bulk density matrix
RhoShl	UDE Set	2.400	GM/CC	Bulk density shale
Rshl	UDE Set	5.000	OHMM	Resistivity shale
Rw	UDE Set	0.170	OHMM	Formation water resistivity
a	UDE Set	0.810		Archie "a"
m	UDE Set	2.000		Archie "m"
n	UDE Set	2.000		Archie "n"

Tabela 2
Condições de contorno para o Pickett Plot.

tada ao valor de $R_w = 0,127 \text{ ohm.m @ } 57,95^\circ\text{C}$.

Observa-se que, na janela do programa, aparece interpretação do tipo Archie e não Simandoux, como foi estabelecido. O programa Prizm (Landmark Co.) é um dos poucos programas do mercado que inclui o modelo de saturação de Simandoux dentro do modelo Archie; isto acontece porque, na realidade, o modelo de saturação Simandoux é uma equação modificada do modelo de Archie. A diferença do Prizm, em comparação a outros programas, é que o modelo de saturação de Simandoux aparece como foi definido originalmente na área petrofísica. Neste sentido, Simandoux acrescentou a presença de volume de argila dentro da equação de Archie. No caso em que os volumes de argila são menores que 15% e próximos de zero, a equação de Simandoux é igual à equação de Archie; em outros programas de caracterização petrofísica, o modelo de Simandoux é considerado um modelo de saturação independente.

O cálculo de conteúdo de fluido provém da interpretação dos registros elétricos e, em geral, o fluido obedece a valores de resistividade-padrão: 0.000000001 a 2 ohm.m, água salgada; 1 a 10 ohm.m, água doce; 50 a 150 ohm.m, petróleo; e

150 a >1500 ohm.m, gás.

Compreende-se que a análise petrofísica termina, uma vez conhecidas as características físicas do reservatório calculadas para cada poço e integradas em mapas de isopropriedades (mapas de porosidade, volume de areia, areia oleígena total, entre outros).

Finalizada a análise petrofísica, é necessário o cálculo dos parâmetros de corte, que representam os valores máximos e mínimos permitidos para o campo. Nesta ordem de idéias, partindo-se do valor de resistividade mínima, para a produção de óleo, são calculadas a saturação de água irreductível (S_{wi}) do reservatório e a saturação máxima de água (S_w) permitida para o mesmo. Incluindo-se o valor de saturação máxima de água num *crossplot* de $S_w \times$ Volume de argila (V_{sh}), obtém-se o valor máximo de argila permitido para a oportunidade. Finalmente, num *crossplot* $V_{sh} \times$ Porosidade, é calculada a porosidade mínima que o reservatório deve apresentar, para uma produção econômica.

Os resultados desses *crossplots* são apresentados a seguir. No primeiro gráfico, ILD (resistividade) \times saturação de água (Figura 6), se ingressa com o valor mínimo da resistividade de produção de hidrocarboneto no campo ($R_t = 8$

ohm.m) e se projeta esse valor sobre a linha-tendência (sub-horizontal) da nuvem de pontos gerados; dessa intersecção se projeta uma linha vertical até o eixo "X", onde se mede a saturação máxima de água ($S_w = 24\%$) para a qual esse reservatório produz. Sobre o mesmo gráfico, é calculada a saturação de água irreductível ($S_{wi} = 10\%$), com uma linha paralela ao eixo "Y" (onde os dados tornam-se assintóticos ao referido eixo).

No segundo gráfico (Figura 7), são cruzados volume de argila \times saturação de água. Nele se ingressa com valor da saturação de água (24%, ver gráfico anterior) e, no ponto de intersecção da vertical de 36% com a diagonal média da "nuvem" de pontos, é determinado o volume máximo de argila que pode conter o reservatório (no caso, 24%).

Já no último gráfico (Figura 8), é calculada a porosidade mínima de produção (20%) do nível-reservatório, ingressando-se no gráfico com o valor de volume de argila (0.17) encontrado no gráfico prévio.

Assim ficam definidos os parâmetros de corte que garantem a produção comercial no campo: V_{sh} não pode ser superior a 17%, a porosidade (Φ) deve ser acima de 20%, S_w deve ser menor que 24% e S_{wi} deve ser igual a 10%.

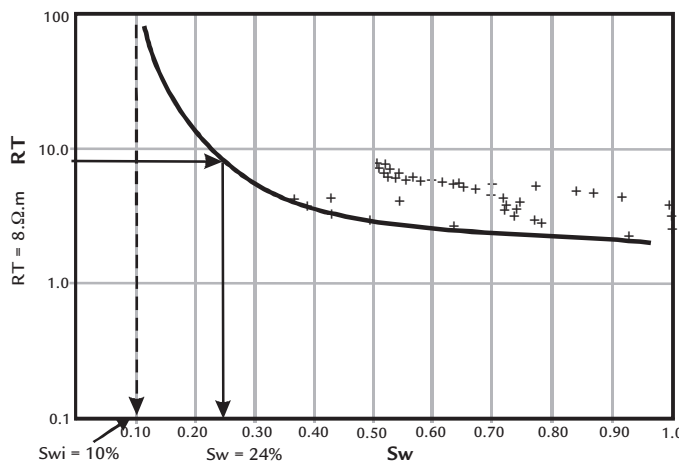


Figura 6
Gráfico de resistividade \times saturação de água.

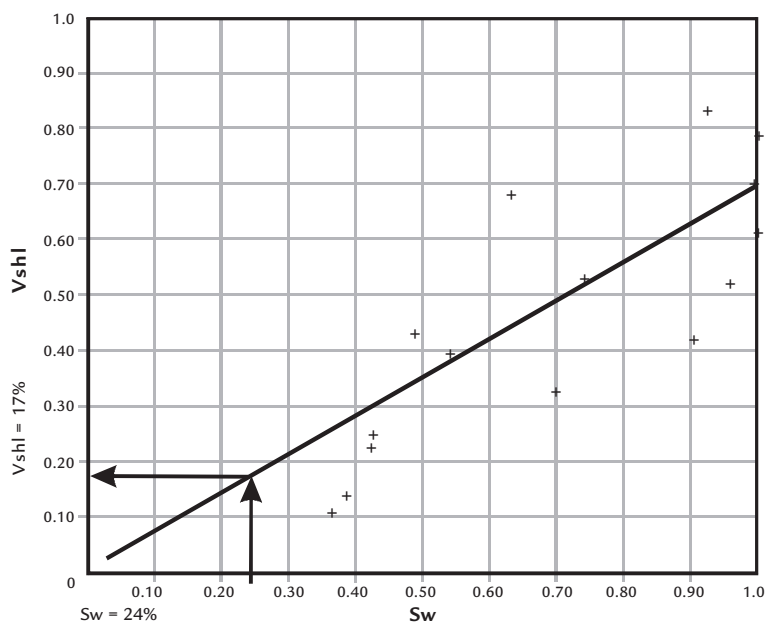


Figura 7
Gráfico de saturação de água x volume de argila.

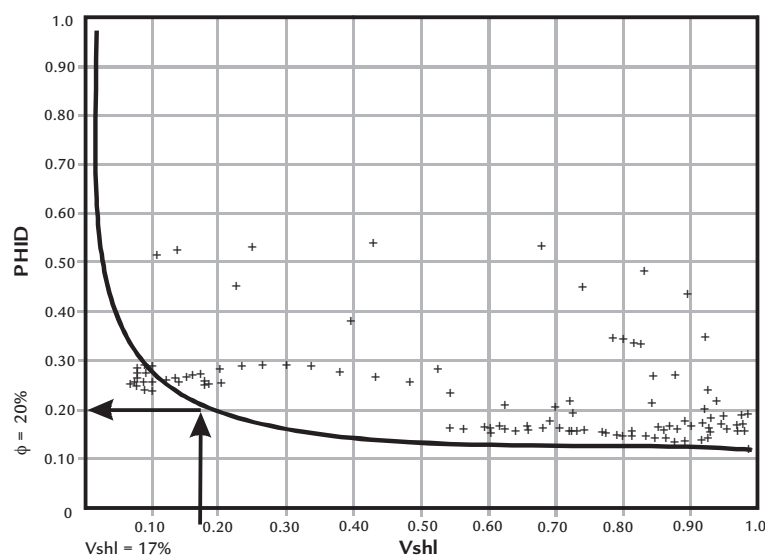


Figura 8
Gráfico volume de argila x porosidade do neutrão.

4. Conclusões

Num potencial campo de petróleo, quando considerado o risco econômico, pode-se prever a produção comercial do mesmo com certo grau de certeza. Neste sentido, os parâmetros petrofísicos calculados a partir das informações que provêm de geofísica de poço permitem mensurar as características do reservatório. O fato anterior poderia contribuir na definição do nível de investimento necessário para se iniciar a produção comercial do poço e/ou do campo. Por outro lado, a necessidade de se aumentar a produção

de um campo já descoberto faz necessária a perfuração de novos poços, os quais são avaliados e comparados a partir dos poços pioneiros. Essa avaliação torna-se mais eficiente quando valores de corte de produção são incluídos na análise, sendo que esses valores orientaram o reconhecimento de novas locações para continuar e/ou iniciar a produção de um campo.

Ao longo do exemplo desenvolvido nesse trabalho, o qual considera um campo maduro com problemas de fronteira exploratória e baixa recuperação do

volume de hidrocarboneto originalmente calculado, conclui-se que os resultados confirmam a capacidade produtora do campo Socororo. Seus problemas de produção, principalmente associados à engenharia de perfuração, compensam ser solucionados, pois os parâmetros de corte garantem a produção comercial do mesmo. Tendo sido calculado que: o Vsh não pode ser superior a 17 %, a porosidade (Φ) deve ser acima de 20%, a Sw deve ser menor que 24%, e a Swi deve ser igual a 10%.

5. Agradecimentos

Esse trabalho foi desenvolvido junto ao programa de pós-graduação em Geologia Regional, campus de Rio Claro da Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita

Filho. O primeiro autor agradece ao programa CAPES pela bolsa de doutorado concedida. Agradecemos à *Landmark Graphics Corporation* pelo apoio mediante o fornecimen-

to do programa *Prizm (Landmark University Grant Program)* e à *Petro-UCV* e a *Universidade Central de Venezuela*, que permitiram a utilização dos dados.

6. Referências bibliográficas

- ARCHIE G. Electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. *Petroleum Technology*, 1941.
- BASSIOUNI, Z. Theory, measurement, and interpretation of Well Logs. *Soc. Petroleum Engineers*, Richardson, TX, p 371. 1994.
- CONTRERAS S. *Modelagem 3D e identificação de ambientes sedimentares em registros de poço, nos níveis das formações Oficina e Merecure do campo Socororo. (Estado Anzoátegui - Venezuela)*. Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, 2008. 154p. (Tese de Doutorado).
- RIDER, M. H. *The geological interpretation of Well Logs*. Blackie and Son Limited, 1986. 175p.
- SCHLUMBERGER Interpretación de Perfiles. Fundamentos Schlumberger Limited, 1975. v. 1. 155p.
- WINSaucer H, et al. Resistivity of Brine-Saturated Sands in relation to pore geometry. *AAPG Bulletin*, v. 36, n. 2, p. 253-277, 1952.

Artigo recebido em 19 de setembro de 2011. Aprovado em 11 de junho de 2012.