

9º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



9º CONGRESSO
Brasileiro de **P&D** em
PETRÓLEO E GÁS

Maceió, AL
de 09 a 11 de novembro
2017

Realização:



ABPG
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE P&D EM
PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

**DETERMINAÇÃO DE PARÂMETROS PETROFÍSICOS DE CORTE (CUT-OFF)
A PARTIR DE UM POÇO EM UM RESERVATÓRIO SILICICLÁSTICO DE PETRÓLEO
DA BACIA SERGIPE-ALAGOAS**

AUTORES:

Mirian Oliveira da Silva¹, Misael França dos Santos Félix¹, Gabriel de Andrade Lima², Carla Corina dos Santos Porto², Antônio Jorge Vasconcellos Garcia¹, João Paulo Lobo dos Santos¹.

INSTITUIÇÃO:

¹PROGEOLOGIA/UFS, Universidade Federal de Sergipe, ²NUPETRO/UFS, Universidade Federal de Sergipe.

DETERMINAÇÃO DE PARÂMETROS PETROFÍSICOS DE CORTE (*CUT-OFF*) A PARTIR DE UM POÇO EM UM RESERVATÓRIO SILICICLÁSTICO DE PETRÓLEO, BACIA SERGIPE-ALAGOAS.

Abstract

Geophysical well profiling is an operation of great importance for the development of an oil field, since it provides a better understanding of the physical properties of the reservoir, and allows estimating the properties of the rock in study, such as porosity, permeability, fluid saturation and thickness of the reservoir. The potentiality of production of an oil reservoir depends on some rock parameters, in the case of petrophysical parameters, and they must be analyzed before a new location. The efficiency of the results obtained at this stage is revealed by the minimization of uncertainties in the location of additional producer wells leading to an increase in production. This work was developed with the purpose of determining the petrophysical values (minimum and maximum) that ensures the commercial production of an oil field. The boundary values of these physical rock and fluid parameters allow us to evaluate whether an area is economically viable. The gamma ray, resistivity, density and neutron profiles were used. The process included the calculation of cut-off parameters, and for the determination of these parameters, calculations were performed to determine the minimum resistivity of the reservoir production, maximum water saturation (from the Archie equation), saturation of irreducible water, the maximum volume of clay and the minimum porosity. The parameters were obtained through the use of cross-plots and they were compared with the values measured in the evaluated region. Should any of them be outside the calculated minimum or maximum limits, would imply high economic risk for the new location.

Introdução

A perfilagem geofísica de poço compõe-se de um conjunto de ferramentas que medem as propriedades físicas das rochas. Esta é uma operação de grande importância para o desenvolvimento de um campo petrolífero, pois propicia um melhor entendimento das propriedades físicas do reservatório, e permite estimar as propriedades da rocha em estudo, como a porosidade, permeabilidade, saturação de fluidos e espessura do reservatório.

O resultado da perfilagem geofísica é chamado de perfil geofísico. Os perfis geofísicos representam o registro de propriedades físicas de rochas em função da profundidade. Neles as rochas são distinguidas em função de suas propriedades físicas, isto é, elétricas, acústicas, radioativas, etc (MAGALHÃES, 2009).

Os principais perfis, também conhecidos como “convencionais”, são os de caliper, potencial espontâneo, raios gama, resistividade, sônico, densidade e de nêutrons. O perfil Caliper (CALI) mede o diâmetro do poço, o Raio Gama (GR) mede a radioatividade natural das rochas, o Potencial Espontâneo (SP) mede a diferença de potencial do fluido de perfuração em relação ao fluido de formação, o Resistividade Rasa (SN) mede a resistividade do fluido na área invadida pelo fluido de perfuração, o Resistividade Profunda (ILD) mede a resistividade do fluido da área virgem, o Densidade (RHOB) mede a densidade da rocha, o Neutrônico (NPHI) mede a porosidade com base na quantidade de hidrogênio existente na rocha.

A zona reservatório, foco do trabalho, é considerada como produtora e zona de interesse para indústria petrolífera. Este intervalo geológico é constituído por arenitos, siltitos e folhelhos deltaico e lacustre depositados durante a fase rifte da bacia.

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. A eficiência dos resultados obtidos nesta fase se revela pela minimização das incertezas na locação de poços produtores adicionais conduzindo a um aumento na produção. Sendo que para se avaliar uma oportunidade exploratória, são necessários estudos baseados em análises petrofísicas do reservatório que permitam determinar parâmetros de rocha mínimos e máximos capazes de predizer se a oportunidade tem chance de ser economicamente viável ou não.

A importância da definição de parâmetros de corte por reservatório (volume de argila máximo, 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. Caso algum deles se encontre fora dos limites mínimos ou máximos calculados, implicariam altos riscos econômicos para a nova locação. Desta forma, o objetivo deste trabalho é determinar estes parâmetros de corte para um campo localizado na bacia Sergipe-Alagoas.

Metodologia

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). Foi utilizado o perfil composto do poço para obtenção dos dados. Foram utilizados perfis de raios gama, resistividade, densidade e neutrônico.

Através dos perfis de densidade e neutrônico foram calculadas as porosidades PHID e PHIN (neutrônica), respectivamente. A porosidade neutrônica é obtida diretamente do perfil e a porosidade densidade foi determinada através da Equação (1):

$$PHID = \frac{\rho_m - \rho_b}{\rho_m - \rho_f} \quad (1)$$

Onde: ρ_m é a densidade da matriz (neste caso utilizou 2,65 g/cm³ para o arenito), ρ_b é a densidade lida no perfil e ρ_f é a densidade do filtrado.

Com as porosidades em mãos é necessário fazer a correção devido à influência dos hidrocarbonetos leves, e a porosidade de Gaymard (PHIG) a partir da Equação (2).

$$PHIG = \sqrt{\frac{PHID^2 + PHIN^2}{2}} \quad (2)$$

A partir do perfil de raios gama foi possível calcular o índice de argilosidade (IGR) e o volume de argila (VSHGR). A determinação se deu por meio das Equações 3 e 4.

$$IGR = \frac{GR_{lido} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (3)$$

$$VSHGR = \frac{IGR}{A - (A-1).IGR} \quad (4)$$

Onde: GR_{min} é a média dos arenitos mais limpos do intervalo a ser analisado; GR_{máx} é a média dos máximos que indicam a presença de folhelho; A é igual a 3 quando a rocha é do Terciário e a 2 quando ela for mais velha. Neste caso foi utilizado A=3 (formação do Terciário).

Outro parâmetro importante é o cálculo da saturação, que classifica o conteúdo de fluido em função da argilosidade dos níveis-reservatório. Baseado na literatura, determinou-se que a equação de saturação a ser utilizada, nesse trabalho, é a de Archie (1941), (Equação 5), pois o conteúdo de argila, no reservatório, está abaixo de 20% (CONTRERAS, 2012). Esta análise é realizada com o objetivo de definir o conjunto de equações mais apropriado para calcular o modelo de saturação de fluido nos níveis-reservatório.

$$S_w^n = \frac{a.R_w}{PHIG^m.R_t} \quad (5)$$

Onde: S_w é a saturação de água; R_w é a resistividade da água da formação; R_t é a resistividade pontual no perfil do poço; n coeficiente de saturação (usado um valor de n = 2); a é o coeficiente de tortuosidade (usado um valor de a = 0,81); m é o coeficiente de cimentação (usado um valor de m= 2).

A resistividade da água foi determinada usando a Equação (6):

$$R_w = R_o.PHIG^2 \quad (6)$$

Onde: R_o é a resistividade de uma rocha 100% saturada em água.

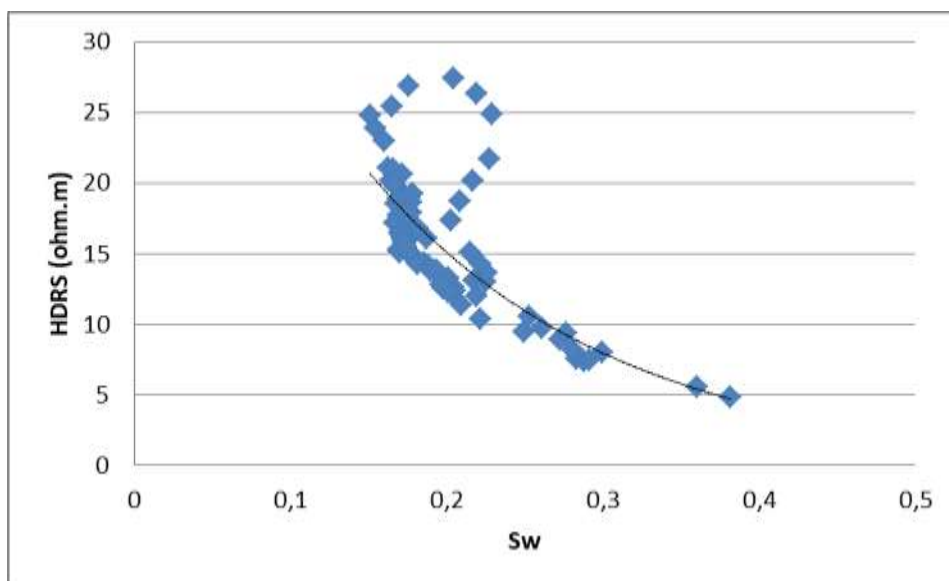
Para determinar os parâmetros de resistividade mínima de produção do reservatório, saturação máxima de água, saturação de água irreduzível (S_{wi}), o volume máximo de argila, a influência de argila no reservatório, e a porosidade mínima, foram feitos gráficos com parâmetros cruzados (*crossplot*), no excel, e os mesmos foram comparados com os valores medidos na região avaliada. Assim, ao término do processo de cálculo de parâmetros de corte (cut-off) foi possível definir o net to gross e o net to pay (intervalo de interesse) do reservatório.

Resultados e Discussão

O volume médio de argila encontrado foi de 10,11%, para o intervalo-reservatório do poço. Este valor justifica o uso da equação de Archie para o cálculo da saturação de água.

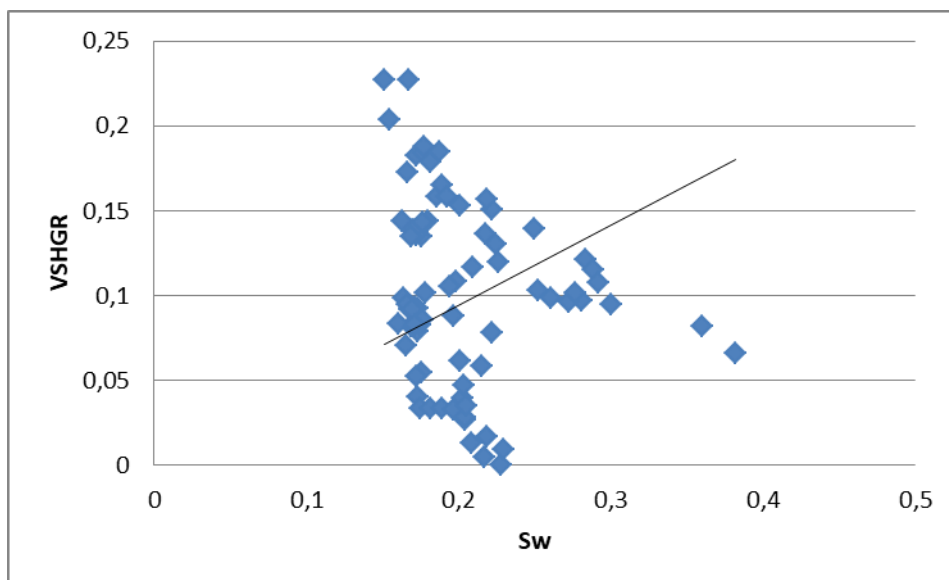
No primeiro gráfico, cruzamos HDRS (resistividade) x saturação de água (Figura 1), partindo-se com o valor mínimo da resistividade de produção de hidrocarboneto no campo (R_t = 9 ohm.m) e projetando esse valor sobre curva obtemos um valor de a saturação máxima de água (S_w = 26%) para a qual esse reservatório produz. Sobre o mesmo gráfico, é calculada a saturação de água irreduzível (S_{wi} = 15%), ao traçarmos uma assíntota em relação ao eixo y.

Figura 1- Resistividade da zona virgem em função da Saturação de água.



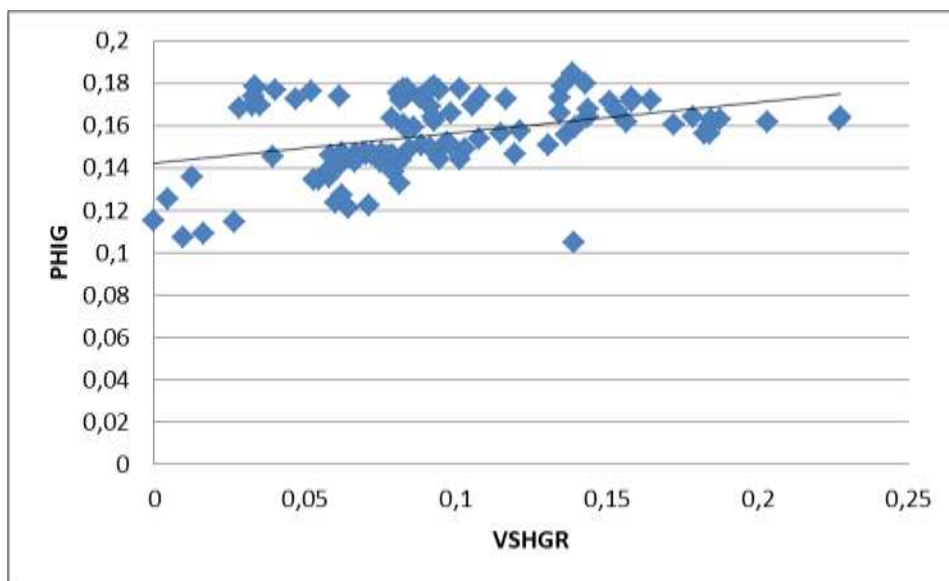
Na Figura 2, são cruzados volume de argila x saturação de água. Ao se ingressar com o valor da saturação de água de 26%, encontrado do crossplot (Figura 1), e projetarmos sobre a curva, é determinado o volume máximo de argila que pode conter o reservatório que, neste caso, foi de 13%.

Figura 2- Saturação de água em função do volume de argila.



Da Figura 3, é obtida a porosidade mínima de produção (16%) do nível-reservatório, ingressando-se com o valor de volume de argila (0,13) encontrado na Figura 2. Assim ficam definidos os parâmetros de corte que garantem a produção comercial no campo: o VSHGR não pode ser superior a 13%, a porosidade deve ser acima de 16%, Sw deve ser menor que 26% e Swi deve ser igual a 15%.

Figura 3- Porosidade mínima em função do teor de argila.



Na Figura 4, podemos observar a influência da argila no reservatório. Os pontos, acima da curva, indicam a influência de hidrocarbonetos leves, e os abaixo indicam o teor de argila. Como a nuvem de pontos está concentrada próximo da reta de 45°, podemos atentar que não está havendo a influência de hidrocarbonetos leves e nem o teor de argila é elevado. Na figura 5, podemos visualizar as curvas de GR, PHIG, VSHGR e S_w em relação a profundidade no intervalo reservatório utilizadas neste trabalho.

Aplicando os valores determinados de cut-off, inicialmente, com os valores do VSHGR e PHI foi determinado um net to gross de 10,5 m. Com o cut-off de saturação de água e com a condição de net to gross, já determinada, foi possível obter um net to pay de 6,8 m.

Figura 4- Influência de argila no reservatório.

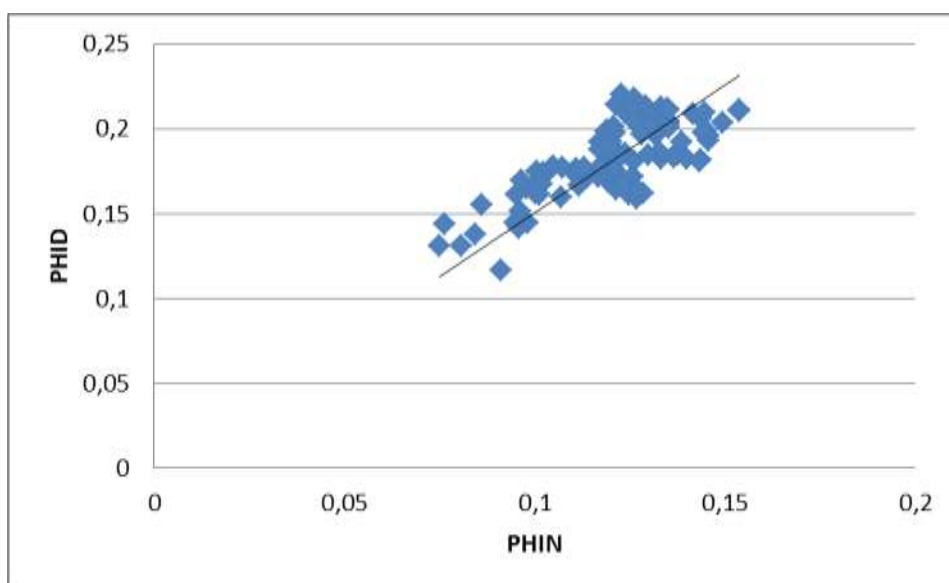
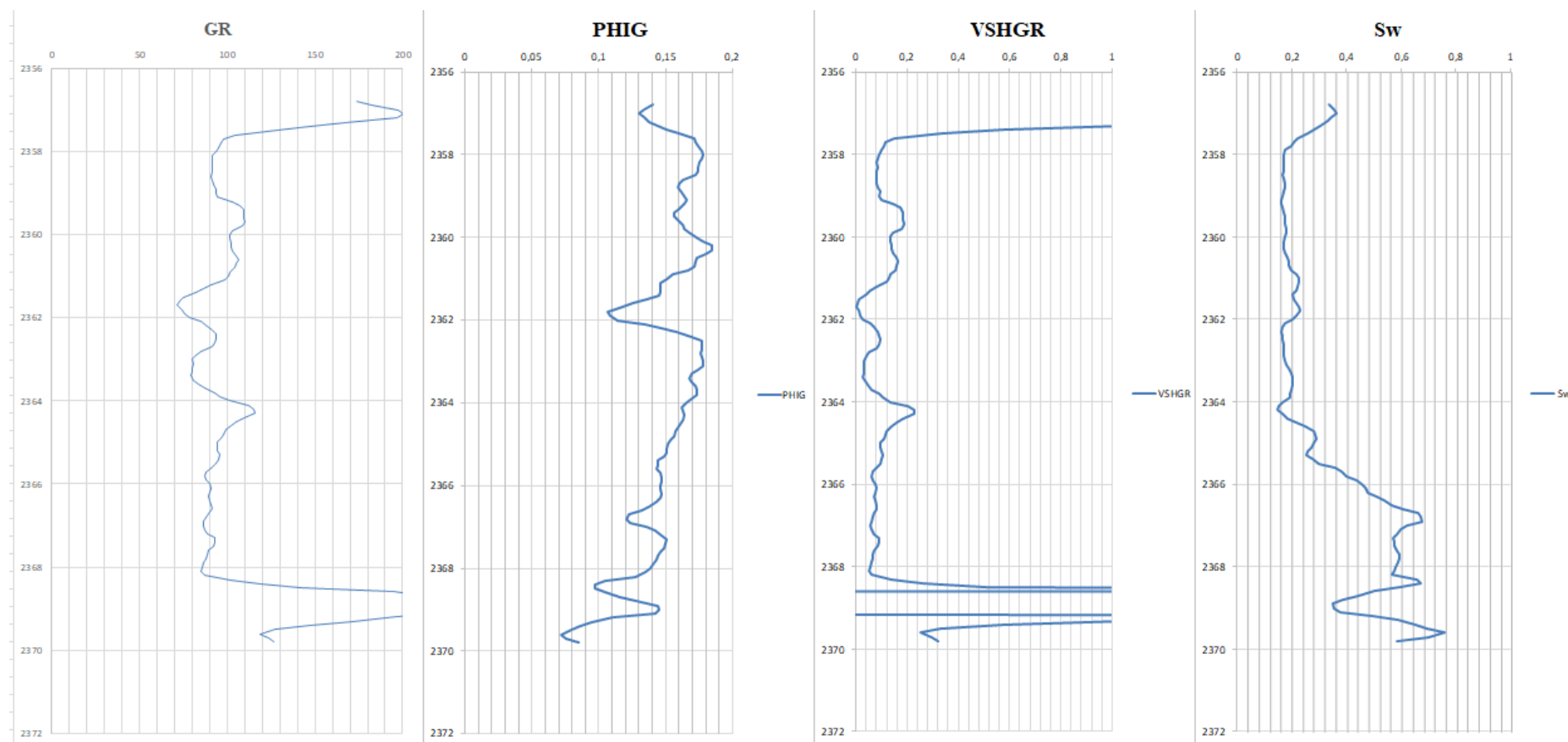


Figura 5- Curvas de GR, PHIG, VSHGR e Sw em relação a profundidade no intervalo reservatório.



Conclusões

Os valores petrofísicos (mínimos e máximos) foram determinados, e os resultados obtidos confirmam a capacidade produtora do reservatório. Tendo sido calculado que: o VSHGR não pode ser superior a 14%, a porosidade deve ser acima de 16%, S_w deve ser menor que 26% e S_{wi} deve ser menor que 15%. Assim, obtivemos um net to gross de 10,5 m e um net to pay de 6,8 m. Como os parâmetros petrofísicos se encontram nos limites mínimos ou máximos calculados, a minimização das incertezas reduziu o alto risco econômico para a nova locação.

Referências Bibliográficas

ARCHIE G. Electrical resistivity log as an aid in determinig 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. A. C.; CASTRO, J. C. Methodology to determine cut-off petrophysical parameters: Socororo case study, Eastern Venezuela Basin. Geosciences, 2012.

MAGALHÃES. M.F., Modelagem numérica da densidade efetiva de reservatório de petróleo e gás, 2009.

SCHLUMBERGER Interpretación de Perfles. Fundamentos Schlumberger Limited, v. 1. 155p. 1975.