

10º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

REAVALIÇÃO PETROFÍSICA DE UM CAMPO ESCOLA NA BACIA SERGIPE - ALAGOAS: EM BUSCA DE NOVOS INTERVALOS PORTADORES DE HIDROCARBONETOS

AUTORES:

Rafael Nunes Da Luz¹, Rafael Gonçalves Santos¹, Fernanda Silva Calixto¹, Antônio Jorge Vasconcellos Garcia¹

INSTITUIÇÃO:

¹Laboratório PROGEOLOGIA, Núcleo de Competência em Petróleo e Gás, Universidade Federal de Sergipe.

REAVALIÇÃO PETROFÍSICA DE UM CAMPO ESCOLA NA BACIA SERGIPE - ALAGOAS: EM BUSCA DE NOVOS INTERVALOS PORTADORES DE HIDROCARBONETOS

Abstract

The discovery of deepwater and ultra-deepwater oilfields in Brazil, with high productions, caused detachment of large companies, like PETROBRAS, from onshore fields, which represent small productions if compared with offshore fields. In another perspective, the profitability of exploiting some of these oilfields may remain viable for small and medium-sized local companies. Due to the fact that most of these oilfields have very old collected data, there is a need for reevaluation of the oil recovery potential, in order to better understand the characteristics and identify solutions to increase the productivity of the fields. For characterization of an oil or natural gas reservoir it is extremely important the correctly quantify of the petrophysical properties through the study of composite well logs, which should be analyzed before a new location. The aim of this work is carry out a petrophysical reevaluation of four wells located in a “school” field situated in Sergipe-Alagoas Basin, to seek new hydrocarbon bearing zones. The known reservoirs in this field are in the Fm. Calumbi, and the available composite well logs for interpretation, using the software Interactive Petrophysics, are: Gamma Ray, Caliper, Spontaneous Potential, Resistivity (shallow and deep) and Sonic log. The developed methodology is being applied to Reservoir Development Geology analysis in other mature fields of the basin.

Introdução

De acordo com o sumário executivo da ANP, o Campo Escola está situado na Bacia Sergipe – Alagoas foi descoberto em 1982 pela PETROBRAS e sua produção teve início no mesmo ano. As produções acumuladas de óleo e gás são de 24 mil m³ (151 mil barris) e 589 mil m³, respectivamente. Já os volumes originais *in situ* de óleo e gás, estimados pela Petrobras, são da ordem de 238 mil m³ (1,5 milhões de barris) e 3,35 milhões de m³, respectivamente.

Os reservatórios deste campo estão localizados na Formação Calumbi e seu traqueamento é do tipo estratigráfico. Inicialmente foram classificados como túrbidos depositados em um ambiente marinho profundo (Talude), de idade Campaniana, de acordo com informações da PETROBRAS e ANP. No entanto novos estudos sugerem que o ambiente deposicional seja de barras de plataforma de águas rasas (LIMA,2001; FIGUEIREDO,2014).

O campo tem área de 8,2 km², onde foram realizados 2 km de linhas sísmicas 2D e apresenta um total de nove poços, no entanto, em apenas quatro deles foi constatado a presença de hidrocarbonetos através de perfis e testes de formação e sofreram algum tipo de intervenção.

Este trabalho tem como objetivo realizar uma reavaliação petrofísica de quatro poços localizados no campo, com o propósito de buscar novos intervalos portadores de hidrocarbonetos. Os

perfis disponíveis para realizar a interpretação através do software *Interactive Petrophysics* são: Gamma Ray, Calíper, Potencial Espontâneo, Resistividade (rasa e profunda), Sônico, Densidade e Neutrão.

Metodologia

A metodologia aqui descrita foi aplicada para todos os poços do campo. Para calcular os valores de volume de argila (VCL), porosidade efetiva (PHIE) e saturação de água (SW) utilizou-se o *Software Interactive Petrophysics* (IP) 4.4 da Lloyd's Register. A Tabela 1 apresenta os valores necessários para inserir no *software* e realizar os cálculos, entre estes dados estão a densidade da matriz, o tempo de trânsito da matriz, os parâmetros usados na equação de Archie (Equação 1), a densidade do óleo e os parâmetros para realização do *cutoff*.

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

Onde: S_w é saturação de água; R_w é resistividade da água; R_t é resistividade total; ϕ é porosidade da rocha; a , m e n são constantes da equação de Archie.

Tabela 1: Dados de entrada para realização dos cálculos

Dados de entrada	
Densidade da matriz (RHOB)	Arenito = 2,65 g/cm ³ Carbonato = 2,71g/cm ³
Tempo de trânsito da matriz (Sonico)	Arenito = 55,5 µs/pé
Parâmetros da equação de Archie	a = 0,81; m = 2; n = 2
°API do óleo	30°
Cutoffs	Porosidade 8%; VCL 50%; Sw 50%

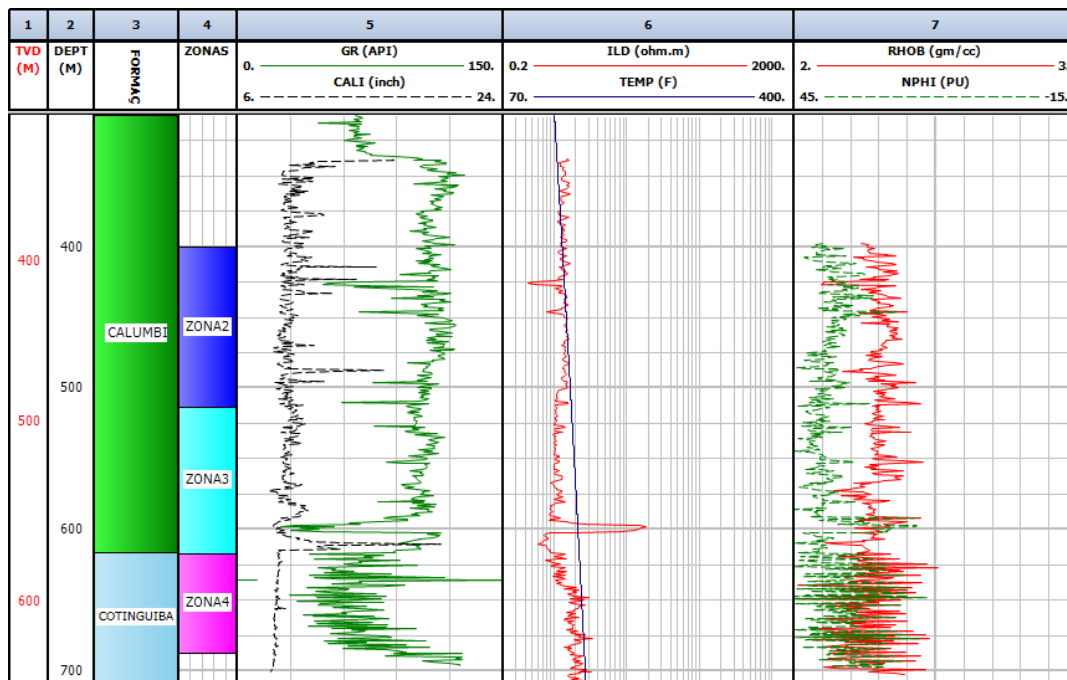
Para calcular a saturação de água é necessário saber a resistividade da água (R_w), onde os valores considerados foram: salinidade de 50000 ppm de NaCl para profundidades acima de 450 m ($R_{wa \text{ min}}$) e de 100.000/120.000 ppm de NaCl para profundidades maiores de 450 m.

Após a parametrização dos dados é realizado o carregamento dos perfis básicos: *gamma ray* (GR), calíper (CALI), resistividade (ILD), densidade (RHOB) e neutrão (NPHI), mostrados na Figura 1. Alguns poços possuem os perfis sônico (DT) e potencial espontâneo (SP), estes perfis são utilizados para calcular a porosidade e o volume de argila. O gradiente de temperatura apresentado no mesmo *track* da resistividade foi adicionado a partir de dados encontrados nos relatórios dos poços, onde, para uma profundidade de 560 metros apresentou uma temperatura aproximada de 107,6 °F. Para facilitar os cálculos foi necessário dividir as formações com a maior chance de conter hidrocarboneto em zonas. Os dois primeiros *tracks* representam a profundidade vertical e medida.

A partir do perfil *Gamma Ray* são determinados os valores de GRlog, GRsand e GRclay, que são os valores obtidos pelo perfil, a linha base do arenito e a linha base do folhelho, respectivamente, estes valores são utilizados na Equação 2 para estimar o volume de argila, o resultado do cálculo está sendo representado na Figura 2 *track* 7 (CONTRERAS; CASTRO, 2012).

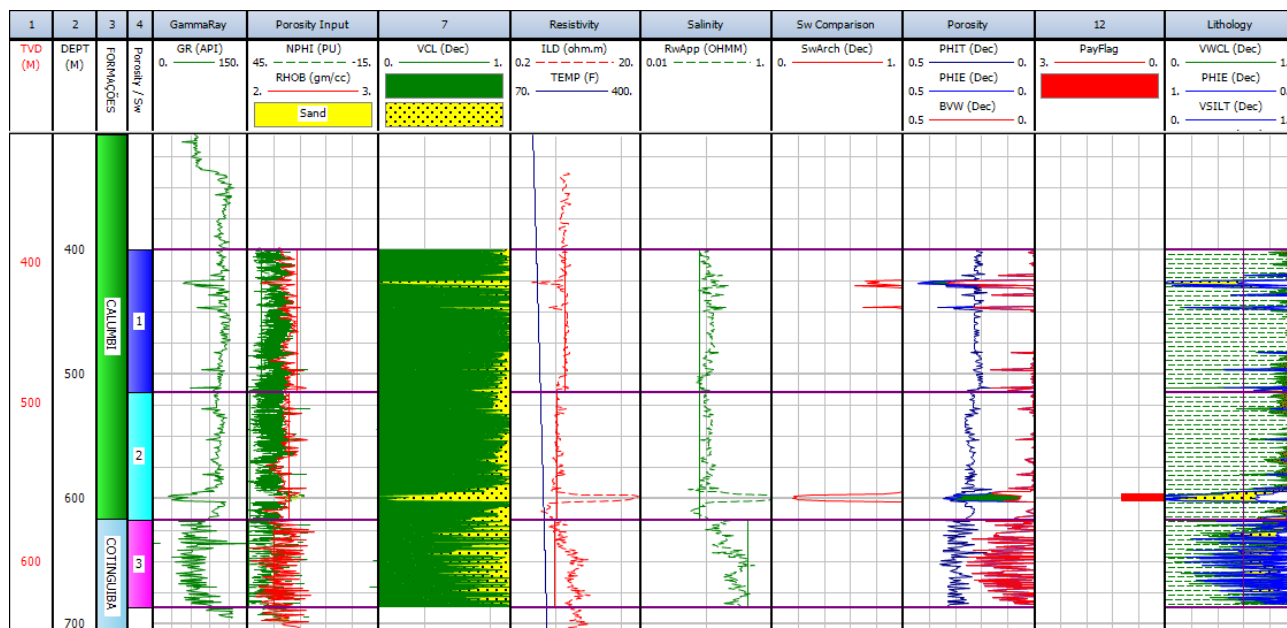
$$V_{cl} = \frac{GR_{log} - GR_{sand}}{GR_{clay} - GR_{sand}} \quad (2)$$

Figura 1: Perfis de entrada para realização dos cálculos de volume de argila, porosidade efetiva e saturação de água.



Em seguida é determinada a porosidade efetiva foi calculada utilizando os perfis de neutrão/densidade ou o sônico, essa variação de perfis utilizados ocorre de acordo com os dados disponibilizados para cada poço (STEVANATO, 2011). As curvas apresentadas na Figura 2 são os resultados obtidos após a aplicação dos parâmetros e a realização dos cálculos de volume de argila, porosidade efetiva e saturação de água. Os *tracks* 10 e 11 apresentam, respectivamente, a saturação de água e a porosidade. O *track* 12 apresenta o *PayFlag*, onde a região vermelha é a indicação de hidrocarboneto calculada a partir dos parâmetros de corte determinados na metodologia, com uma profundidade vertical de 558,9-563,9 metros.

Figura 2: Curvas obtidas após os cálculos de volume de argila, porosidade efetiva e saturação de água.



Resultados e Discussão

De acordo com as divisões em zonas de cada poço, foram calculados valores de porosidade ($\emptyset$) e saturação de água (Sw) para os reservatórios. Também é possível determinar o *Net Res*, que representa a espessura porosa do reservatório sem levar em consideração a saturação do fluido presente, apenas considerando os parâmetros de porosidade ($\emptyset > 8\%$) e volume de argila ($VLC < 50\%$) (Tabela 2).

Na Tabela 2 é observado que a zona 1 em todos os poços exibem altos valores de porosidade, no entanto possuem uma saturação de água extremamente alta, descartando essa zona como zona de interesse para hidrocarbonetos. Os poços Alfa e Delta apresentam as maiores espessuras totais de reservatório, contrapondo o poço Beta que possui a menor.

Tabela 2: Espessura, porosidade e saturação de água calculadas das zonas de interesse, sem levar em consideração o parâmetro de corte da saturação de água.

Poço	Zonas	Intervalo (m)		Net Res (m)	$\emptyset$ (%)	Sw (%)
		Topo - TVD	Base - TVD			
Alfa	Zona 1	400	520	4,0	37,9	98,6
	Zona 2	520	610	8,8	19,7	75,7
	Total	---	---	12,8	---	---
Beta	Zona 1	338	540	4,1	32,5	96,4
	Zona 2	540	593	3,8	26,3	18,6
	Zona 3	593	618	0,0	---	---
	Total	---	---	7,9	---	---
	Zona 1	260,6	290,4	1,7	18,9	94,7
	Zona 2	472,1	593,9	4,6	17,1	63,4

Gama	Zona 3	593,9	607,7	3,9	15,6	88,1
	Total	---	---	10,2	---	---
Delta	Zona 1	390,8	492,3	4,4	25,5	100,0
	Zona 2	492,3	574,8	3,7	20,2	29,1
	Zona 3	574,8	627,9	13,2	13,2	90,9
	Total	---	---	21,3	---	---

A Tabela 3 apresenta os valores de *Net Pay*, que é a espessura do reservatório levando em consideração a saturação do fluido, a porosidade e a saturação de água nas zonas consideradas de interesse. Nesta tabela é possível observar que apenas a zona 2, de todos os poços, apresentou valores após a aplicação do *cutoff*, logo, as demais zonas apresentavam a saturação de água maior que 50% em toda sua extensão. Os poços Alfa e Gama apresentam bons valores de porosidade porém altos valores de saturação de água, no entanto, o valor de 43,2% de S_w para o poço Gama é justificado pela influência de camadas adjacentes, afetando os valores de resistividade no poço.

Os poços Beta e Delta apresentaram valores de *Net Pay* próximos, bons valores de porosidade, onde o poço Beta possui a maior, igual a 26,3%, e baixos valores de saturação, onde o poço Delta tem um valor igual a 25,4%, sendo assim considerados os melhores poços para produção.

No entanto, segundo a ANP, por ser um campo da década de 80 o reservatório acabou depletando e precisou passar por estimulação, onde o poço Beta não apresentou uma melhora após esta intervenção e o único poço que se manteve produzindo até os dias atuais é o poço Delta.

Tabela 3: Espessura, porosidade e saturação de água calculadas das zonas de interesse, levando em consideração o parâmetro de corte da saturação de água.

Poço	Zonas	Intervalo (m)		Net Pay (m)	Ø(%)	Sw (%)
		Topo - TVD	Base - TVD			
Alfa	Zona 1	400	520	0,0		
	Zona 2	520	610	1,2	28,9	30,9
	Total	---	---	1,2	---	---
Beta	Zona 1	338	540	0,0		
	Zona 2	540	593	3,8	26,3	18,6
	Zona 3	593	618	0,0	---	---
	Total	---	---	3,8	---	---
Gama	Zona 1	260,6	290,4	0,0		
	Zona 2	472,1	593,9	1,8	23,5	43,1
	Zona 3	593,9	607,7	0,0	---	---
	Total	---	---	1,8	---	---
Delta	Zona 1	390,8	492,3	0,0		
	Zona 2	492,3	574,8	3,3	20,7	25,4
	Zona 3	574,8	627,9	0,0	---	---
	Total	---	---	3,3	---	---

Conclusões

A reanálise petrofísica dos poços do campo estudado não revelou novos intervalos portadores de hidrocarbonetos. Entre todos os 4 poços a zona 2 é a melhor zona para produção de hidrocarboneto, apresentando ótimos valores de espessura, porosidade e baixa saturação de água, em contra partida a zona 1 possui os maiores valores de saturação de água. No poço Gama, justifica-se a alta saturação de água (43,2%) pela influência de camadas adjacentes de folhelhos, afetando assim, os valores de resistividade. Os melhores poços para produção são o Beta e Delta, que apresentaram excelentes valores de porosidade e saturação de água. Este estudo pode ser aplicado para outros campos maduros, com finalidade de melhor compreender as problemáticas destes campos.

Agradecimentos

Gostaríamos de agradecer ao Laboratório PROGEOLOGIA por todo suporte técnico e a Lloyd's Register pela licença do *software Interactive Petrophysics* (IP) 4.4 do qual sem ele as análises petrofísicas não poderiam ser realizadas.

Referências Bibliográficas

ANP; **Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombutíveis**. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 10 de dezembro de 2017.

FIGUEIREDO, M. N. de; **Modelos Depositionais Comparados dos Reservatórios Areníticos Santonianos Campanianos da Formação Calumbi, Bacia Sergipe-Alagoas**, Dissertação (Mestrado), Pós-Graduação em Geociências e Análise de Bacias, Universidade Federal de Sergipe, São Cristóvão – SE, 2014.

LIMA, W. S.; **Macrofaunas Campanianas e Ambientes Depositionais da Formação Calumbi, Bacia de Sergipe-Alagoas, Brasil**, Tese (Doutorado), Pós-Graduação em Paleontologia e Estratigrafia, Universidade Federal do Rio de Janeiro – RJ, Fevereiro de 2001.

STEVANATO, A. C. R. e S.; **Análise petrofísica de reservatórios**. Trabalho de Conclusão de Curso, Graduação em Geologia, Universidade Estadual de Campinas – SP, Dezembro de 2011.

CONTRERAS, S. A. C.; CASTRO, J. C. de. **Metodologia para determinar parâmetros petrofísicos de corte em um campo de petróleo: o caso Socororo, bacia do Oriente, Venezuela**. Rem: Revista Escola de Minas, [s.l.], v. 65, n. 3, p.305-312, set. 2012. FapUNIFESP (SciELO).