



## Análise Petrofísica do “Arenito Namorado” na Porção Sudeste do Campo de Namorado - Bacia de Campos, Brasil

Paulo H.G. Souza, UNESP/IGCE (guelmo@rc.unesp.br); Msc. Maria Gabriela C. Vicentelli (UNESP/prof. visitante do PRH-05); Prof. Dr. Joel C. Castro, UNESP/IGCE-Dept. de Geologia Aplicada

Copyright 2005, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation at the 9<sup>th</sup> International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Salvador, Brazil, 11-14 September 2005.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 9<sup>th</sup> International Congress of the Brazilian Geophysical Society. Ideas and concepts of the text are authors' responsibility and do not necessarily represent any position of the SBGf, its officers or members. Electronic reproduction or storage of any part of this paper for commercial purposes without the written consent of the Brazilian Geophysical Society is prohibited.

### Abstract

Brazil fossil energy requirements are increasing along last years, and Brazil's reserves are going to decrease after 2006, in order to have a minimum impact over Brazil's fossil energy consumes, it will necessary found new reservoirs or re-explorer ancients reservoirs with new technologies.

Namorado's field is a re-exploration area, but it's difficult for university's researches found data like petrophysics characteristics in the field, for this motive this study calculated shale volume, total sand, net to gross o the petroliferous sand, porosity, water saturation, over seven reservoirs identified in a stratigraphic cross-section.

This project was development with a software “Geographix” (Prizm) of Landmark Graphics, and it was used wire log like as Gamma Ray, Density, Neutron and Induction dual laterolog.

The reservoir level was denominated as “Arenito de Namorado”, this level represents a turbidite reservoir and dated as Cretaceous, with a poor lateral continuity. Between the seven levels reservoir here interpreted, the superior level (F) and de inferior level (A) show the most interest for re-exploration with a low percentage of shale volume (less than 15%).

Water saturation was calculated in 3.5% for the deeper reservoir (A)\_less than their maximum value calculate in 16%, and over 16% for the rest of reservoirs; for the porosity is observe a minimum value of 10% and the calculus for the different reservoirs are over 15%, this facts let us to thing that the “Arenito de Namorado” deeper level (level A) has conditions for re-exploration.

### Resumo

Diante da necessidade do Brasil de alcançar auto-suficiência energética faz-se necessário a incorporação de reservas petrolíferas, neste sentido existem duas opções: a primeira delas é o encontro de novos campos e a segunda seria a re-exploração de campos maduros.

Nesta ordem de idéias, o Campo de Namorado oferece todas as características de um campo de re-exploração, dificultando-se mais ainda qualquer processo

que venha contribuir com a re-exploração a nível universitário devido a que existem poucos dados publicados. Pelos fatos antes mencionados este estudo foi focado na geração das características petrofísicas da rocha “Arenito Namorado”, com uso de registro de poços e o módulo “prizm” do software Geographix administrado pela Landmark Graphics.

O estudo petrofísico foi baseado na caracterização da rocha através dos seus parâmetros de volume de argila, areia total, areia petrolífera, porosidade e parâmetros de corte do reservatório.

Sete níveis estratigráficos com características de reservatório foram identificados, todos dentro do sistema reservatório turbidítico do Albiano-Cenomaniano conhecido como “Arenito Namorado”. Entre eles destacam-se o nível superior e o inferior que apresentam as melhores condições de reservatório com volumes de argila mínimos abaixo de 15% e muito inferiores ao valor máximo de produção do reservatório que foi calculado em 66%.

A saturação de água apresenta valores da ordem de 30% acima do seu valor de corte que é de 16%, só o nível mais profundo apresentou 3.5% de Sw o que faz dele um nível com interesse econômico. A porosidade de aproximadamente 16% para o nível inferior A, acima do valor mínimo de produção, demonstra que este reservatório apresenta as melhores características.

### Introdução

De acordo com estimativas da ANP-Agência Nacional do Petróleo, a necessidade de consumo brasileiro de óleo tende a aumentar consideravelmente a partir de 2006, ultrapassando 2 milhões de barris por dia. “No entanto o mesmo crescimento não ocorrerá com a produção de óleo das reservas conhecidas, que tende a um equilíbrio momentâneo e, em seguida, a um decréscimo acentuado gerando um crescente desnível entre oferta e demanda de óleo no Brasil” (Onip, 2003).

Diante desse quadro faz-se necessário o crescimento das reservas nacionais de petróleo. E uma das formas de haver incremento nas reservas é a avaliação de campos já conhecidos e maduros, através de novas tecnologias que possibilitem a sua re-exploração. Neste sentido uma avaliação das características petrofísicas da rocha reservatório “Arenito Namorado” contribuirá nesse processo.

O Campo de Namorado enquadra-se nessa condição de campo maduro com potencial re-exploratório grande. Situa-se na porção centro-norte do *trend* de

acumulação petrolífera da Bacia de Campos-RJ, Brasil, em cotas batimétricas em torno de 110 a 250m e dista 80km da costa (Figura 1). Foi o primeiro campo gigante da plataforma continental brasileira e corresponde a 2% da produção total de óleo da Bacia de Campos.



**Figura 1: Localização do Campo de Namorado, Bacia de Campos-RJ, Brasil.**

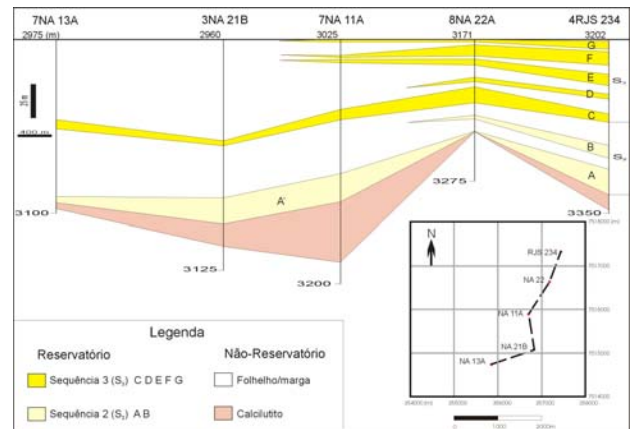
As reservas brasileiras de petróleo provadas são da ordem de 13 bilhões de barris de petróleo. Aproximadamente 88.6% dessas reservas encontra-se em reservatórios areníticos de origem turbidítica, que dessa forma possuem grande relevância econômica no cenário petrolífero nacional, como o reservatório "Arenito Namorado", nível onde se foca esta pesquisa.

Esse reservatório produtor consiste em depósitos de areias turbidíticas marinhas de idade Albiano-Cenomaniano, geneticamente relacionados à primeira importante transgressão sobre a plataforma carbonática do Albiano denominada de Formação Macaé.

Através de uma seção estratigráfica elaborada nesse trabalho (Figura 2) foram identificados níveis reservatórios com espessuras variando de 10 a 25m que se intercalam numa seção composta por folhelhos e margas, a qual tem sido identificada na literatura como "Seção Bota" devido sua forma no perfil elétrico. Tais níveis estão sobrepostos a calcilitos e estes a calcários de água rasa denominado Formação Macaé; assim, encaixam-se nas descrições realizadas por GUARDADO (1989).

Apesar de ser um campo largamente estudado e conhecido, ainda carece de dados petrofísicos que estejam publicados e disponíveis. Existem grandes dificuldades de se encontrar esses dados. De modo que, esta pesquisa objetiva a caracterização petrofísica dos níveis reservatórios, mais precisamente na porção sudeste do campo, fornecendo subsídios para a análise re-exploratória do campo.

Um reservatório é considerado caracterizado petrofisicamente quando são calculados e conhecidos os valores de volume de argila (Vsh), porosidade ( $\emptyset$ ), areia total, areia petrolífera e saturação de fluido, entre outros. Seus parâmetros de corte são os valores de Vsh e Sw (saturação de água) máximos,  $\emptyset$  e resistividade mínimas, requeridos para o reservatório ser considerado produtor.



**Figura 2: Seção estratigráfica NE-SW da porção sudeste do Campo de Namorado. Duas seqüências estratigráficas (S<sub>2</sub> e S<sub>3</sub>) com níveis reservatórios (A, B e C a G).**

### Dados e Métodos

Os dados utilizados nessa pesquisa compreendem parte do acervo digital denominado "Campo Escola de Namorado", fornecido pela A.N.P. - Agência Nacional do Petróleo.

Para a realização dessa pesquisa foram selecionados cinco poços verticais (Tabela 1) que se localizam na porção sudeste do campo, cujos dados utilizados compreendem registros de raio-gama (GR), indução (ILD), sônico (DT), densidade (RHOB) e neutrão (NPHI), e descrição de testemunhos para todos os poços. Tais poços serviram para a construção de perfil estratigráfico.

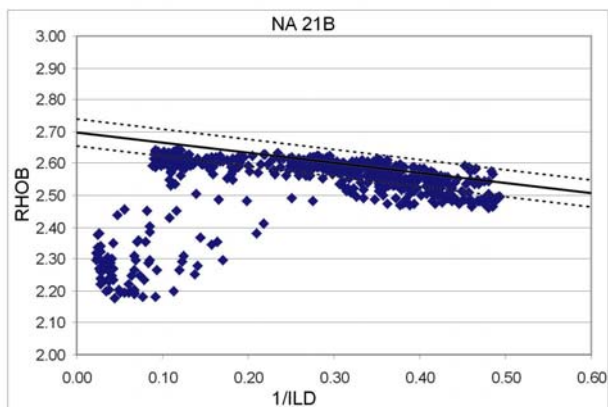
**Tabela 1: Poços estudados e intervalo dos dados de perfilação.**

Sigla do Poço	Intervalo (m)
7NA 11A	3000 - 3200
7NA 13A	2950 - 3125
3NA 21B	2930 - 3140
8NA 22	3140 - 3270
4RJS 234	3150 - 3352

Inicialmente foram definidas as fácies-reservatório para cada poço. Para isso foram utilizados registros de GR e RHOB/NPHI, com a calibração feita através de descrições de testemunhos; dessa forma a calibração rocha-perfil propiciou a definição da resposta nos perfis das fácies-reservatório, o que permitiu correlacionar na seção estratigráfica os intervalos reservatórios identificados com as letras de A até G na Figura 2.

Com os reservatórios identificados e correlacionados deu-se então a análise petrofísica desses intervalos. O tratamento e processamento dos dados digitais foram realizados com auxílio do *software* "Geographix" módulo "prizm" para caracterização de reservatório.

Foram inicialmente calculados os valores das densidades média da matriz para cada poço usando registros de densidade (RHOB) e resistividade (ILD), através da média da maior concentração de pontos como é mostrada no Gráfico 1.



**Gráfico 1: Análise para a determinação da matriz para o poço NA 21B. Linha contínua representa valor da densidade da matriz ao cruzar com a ordenada.**

Os valores de densidade da matriz ( $\rho_{ma}$ ) calculados para cada poço encontram-se discriminados na Tabela 2.

**Tabela 2: Valores de densidade da matriz calculado para cada poço.**

Sigla do Poço	$\rho_{ma}$ (gram/cm <sup>3</sup> )	Matriz
7NA 11A	2.66	Quartzo
7NA 13A	2.66	Quartzo
3NA 21B	2.70	Calcita
8NA 22	2.71	Calcita
4RJS 234	2.62	Quartzo

Determinada a densidade média da matriz, necessária para o cálculo da porosidade da rocha a partir do registro de densidade (RHOB), calculou-se os valores de volume de argila (Vsh), porosidade da densidade (PHID), porosidade sônica (PHIS) através da equação de Wyllie, areia total e areia petrolífera, usando a equação de Simandoux para o modelo de saturação de água, devido que os volumes de argila encontrados nos níveis reservatórios excederem 16%.

Para o cálculo do Vsh foram utilizados os registros de raio-gama (GR) tendo como base a equação

$$Vsh = (GR_{lido} - GR_{arenito}) / (GR_{folhelho} - GR_{arenito}).$$

Os valores de porosidade ( $\emptyset$ ) foram calculados a partir dos registros de densidade e sônico para posterior comparação.

A porosidade (PHID) foi calculada através do registro de densidade (RHOB) fazendo uso da equação

$$PHID = (RhoM - RHOB) / (RhoM - RhoF),$$

onde: RhoM-densidade da matriz ; RHOB -

registro de densidade do poço; RhoF-densidade do fluido (água pura).

Já a porosidade PHIS foi calculada através do registro sônico (DT) fazendo uso da equação

$$PHIS = (DT - DT_{ma}) / (DT_{fld} - DT_{ma}),$$

onde: DT-registro sônico do poço;  $DT_{ma}$ -velocidade da matriz;  $DT_{fld}$ -velocidade do fluido (água pura).

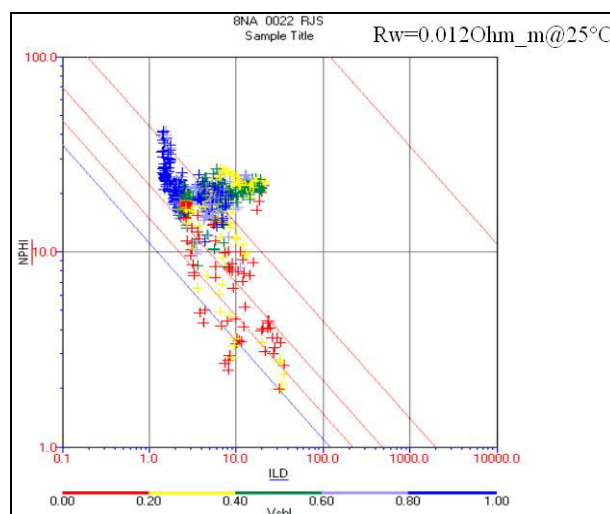
Os valores de areia total foram obtidos a partir dos valores de Vsh usando a equação

$$\text{Areia total} = 1 - Vsh.$$

De posse dos valores de areia total, calculou-se a porcentagem de areia petrolífera com base na espessura do conteúdo de fluido identificado pelo registro de resistividade (ILD) que representa a porcentagem de areia total saturada em fluido.

Finalmente foram calculados os parâmetros de corte com intuito de avaliar se o reservatório, para a data de aquisição dos dados era um reservatório economicamente rentável a fim de subsidiar avaliações futuras por empresas com interesse na produção deste nível, se a área de estudo apresentar prospectividade.

Devido à falta de dados para o campo, foi tomado como resistividade de água de formação ( $R_w$ ) um valor caracterizado por Vasquez (2000) que assume no mesmo arenito ("Arenito Namorado"), mas para o Campo de Albacora uma água de formação com 100.000 ppm de NaCl a 25°C de temperatura, o que se traduz em 0,075Ohm<sub>m@25°C</sub> e que logo depois foi ajustado em 0,012Ohm<sub>m@25°C</sub> com o uso do *Pickett Plot* (Figura 3).



**Figura 3: Pickett Plot para o ajuste de  $R_w$ .**

**Resultados e Análises**

Os resultados obtidos serão apresentados em forma de tabelas para cada nível reservatório e poço

estudado. Deve-se mencionar que os poços que não apresentam resultados nos intervalos deve-se ao fato de o nível reservatório não possuir continuidade lateral nessa direção.

Na Tabela 3 são apresentados os valores de volume de argila calculados para os intervalos reservatórios.

**Tabela 3: Valores de Vsh para cada intervalo reservatório em cada poço analisado.**

Nível	7NA13A 3NA21B 7NA11A 8NA22 4RJS234				
	Vsh %				
G					
F					
E					
D					
C	26.81	4.13	31	15.55	17.17
B				36.31	10.52
A	0.00	2.95	0.89		10.37

No intervalo A' se observa o reservatório mais limpo e com volumes de argila muito baixos <3% no reservatório do lado esquerdo da seção (Figura 2). Já para o lado direito da seção A o volume de argila aumenta até 10% evidenciando que estes reservatórios estiveram geneticamente correlacionados numa data, mas hoje são reservatórios segregados no ponto onde cruza com o poço 8NA 22.

Com relação aos outros poços, o volume de argila calculado é coerente entre eles, menos nos níveis com espessuras menores a 3,5m, alguns deles no limite de resolução da ferramenta (0.30m) ou em níveis onde não temos controle sobre desabamento por falta do registro caliper.

Entre estes reservatórios, os níveis F e A são considerados os melhores reservatórios do ponto de vista do conteúdo de argila, sendo que o nível F é mais raso a uma profundidade 3175m e o nível A o mais profundo a 3074m de profundidade.

Na Tabela 4 são apresentados os resultados da porosidade calculada. Em geral os valores de  $\emptyset$  calculado para um e outro registro (densidade e sônico) são próximos.

O poço 7NA 11A apresenta valores diferentes de  $\emptyset_D$  e  $\emptyset_S$  devido às espessuras de todos os reservatórios neste poço serem menores que 5m possivelmente por falta de resolução da ferramenta em níveis com espessuras menores de 0.65m ou porque a ferramenta não alcança um bom contraste com as paredes do furo (Rider, 1986). Observa-se que no nível do reservatório A os dois valores de porosidade  $\emptyset_D$  e  $\emptyset_S$  são próximos a 16%, isso acontece porque a espessura do reservatório é de 20m.

**Tabela 4: Valores de porosidade calculados através do registro de densidade ( $\emptyset_D$ ) e sônico ( $\emptyset_S$ ) para cada intervalo reservatório em cada poço analisado (no poço 8NA22 não há registro sônico).**

Nível	7NA13A		3NA21B		7NA11A		8NA22		4RJS234	
	$\emptyset_D\%$	$\emptyset_S\%$	$\emptyset_D\%$	$\emptyset_S\%$	$\emptyset_D\%$	$\emptyset_S\%$	$\emptyset_D\%$	$\emptyset_S\%$	$\emptyset_D\%$	$\emptyset_S\%$
G					37.01	17.80	22.71	14.25	16.34	
F					6.95	14.18	25.47	25.8	26.85	
E					7.23	17.86	13.5	20.41	21.55	
D							21.25	22.44	20.85	
C	10.10	17.16	16.11	17.73	5.68	17.29	24.31	21.3	22.66	
B							13.72	19.47	20.01	
A	10.68	12.93	20.06	18.17	15.32	16.55		21.06	16.45	

As porosidades variam entre 10 a 26%, tendo reservatórios muito bons, como o reservatório F cuja porosidade é de 25,5% aproximadamente e outros com média de 18% de porosidade, estando dentro dos valores dos melhores reservatórios do mundo.

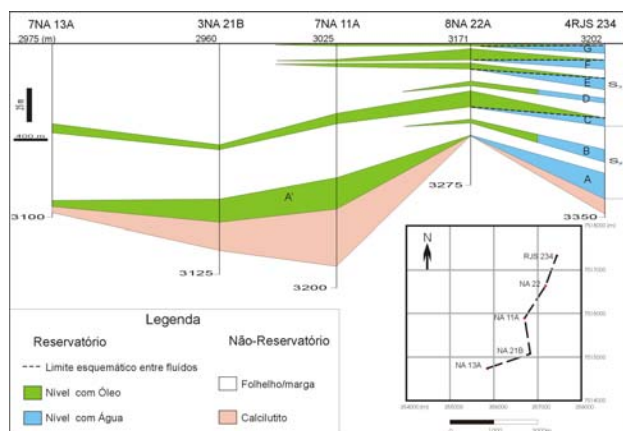
Na Tabela 5 são apresentadas as espessuras e % de areia total e petrolífera para cada nível em cada poço.

Na Figura 4 se observa que são reservatórios preenchidos por óleo os níveis G, F, E, C e A', os quais estão sendo avaliados pelas observações dos poços vizinhos. Sendo assim, o nível A' se mantém em melhor reservatório. Nos poços 7NA13A, 3NA21B e 7NA11A o reservatório no nível C é bastante delgado assim não permitindo a leitura da resistividade correspondente a óleo, que é o provável fluido, o mesmo ocorre no poço 3NA22A nos níveis reservatórios B e C. No poço 4RJS234 todos os reservatórios são portadores de água, coincidindo com o fato de que é o mais baixo estruturalmente.

**Tabela 5: Valores calculados de areia total e areia petrolífera em cada intervalo reservatório para cada poço analisado.**

Nível	7NA13A		3NA21B		7NA11A		8NA22		4RJS234							
	Areia Total		Areia Petrolífera		Areia Total		Areia Petrolífera		Areia Total		Areia Petrolífera					
	Esp. (m)	%	Esp. (m)	%	Esp. (m)	%	Esp. (m)	%	Esp. (m)	%	Esp. (m)	%				
G					2.7	77.60	0.0	0.00	2.8	86.37	2.8	100	6.0	76.11	0.0	0.00
F					1.1	100	0.0	0.00	6.7	91.51	6.7	100	10.3	90.43	0.0	0.00
E					2.2	86.06	0.0	0.00	5.4	76.84	3.8	70.00	7.8	80.62	0.0	0.00
D									4.4	77.91	0.0	0.00	3.8	92.01	0.0	0.00
C	6.5	73.19	0.0	0.00	4.4	95.87	0.0	0.00	8.7	69.00	0.0	0.00	12.0	84.45	6.5	55.00
B									3.2	63.69	0.0	0.00	9.2	89.48	0.0	0.00
A	5.4	100	2.7	50.00	18.5	97.02	14.2	76.50	20.7	99.11	18.5	89.40			18.5	89.63

Na Tabela 6 são apresentados os valores de Sw calculados para os níveis reservatórios para alguns poços a partir da equação de Simandoux modificada.



**Figura 4:** Seção estratigráfica NE-SW da porção sudeste do Campo de Namorado evidenciando os reservatórios preenchidos por óleo ou água.

**Tabela 6:** Valores de Sw calculado para cada nível reservatório em cada poço a partir da equação de Simandoux modificada.

Nível	3NA21B	7NA11A	8NA22
	<b>Sw %</b>		
G		32.37	46
F		2.19	29.87
E		2.53	36.34
D			60.88
C	40.27	38.84	47.28
B			61.23
A	1.32	3.54	

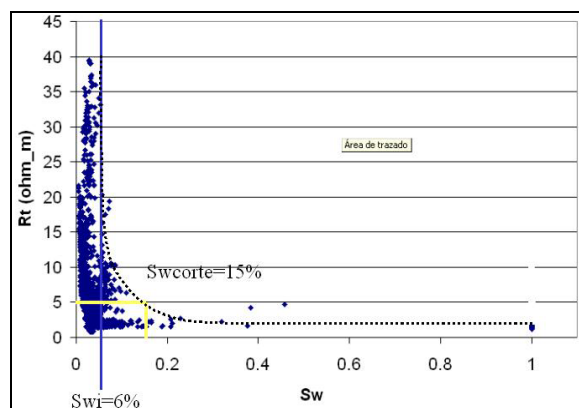
Ao ser calculados os parâmetros de corte obtêm-se no Gráfico 2 (Rt vs Sw) que a saturação de água irreduzível é de 6% sendo este o percentual de água que não flui ao entrar em produção a jazida, logo considerado uma resistividade de produção para o campo de 5,5 Ohm\_m baseado nas observações de testemunhos se encontrou que a saturação de água máxima de produção é de 15%.

No Gráfico 3 (Vsh vs Sw) nota-se que o volume de argila máximo para a produção do “Arenito Namorado” na porção estudada seria de 66% ficando todos os reservatórios abaixo valor e finalmente no Gráfico 4 (Ø vs Vsh) determinou-se que a porosidade mínima de produção é de 10%.

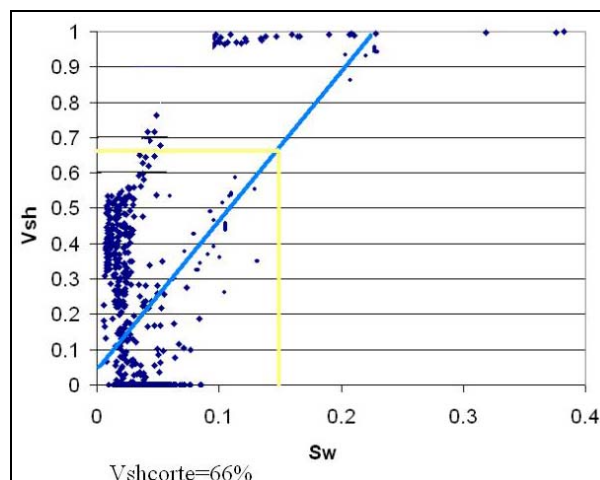
**Conclusões**

Como conclusões pode-se inferir que o nível reservatório produz a uma porosidade mínima de 10% em volume de argila abaixo de 66% e a uma saturação de água de no máximo 15%, sendo que o único nível reservatório aqui identificado que cumpre com os

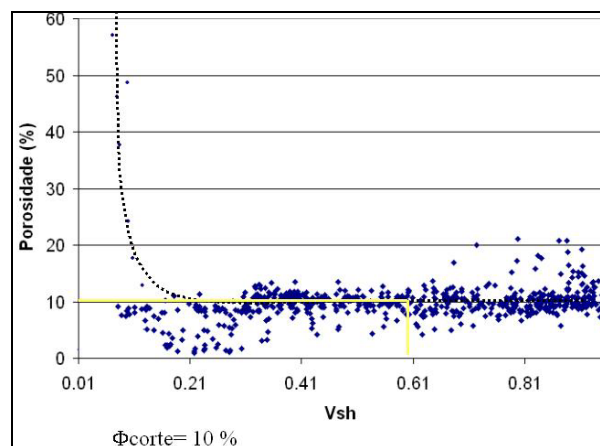
requerimentos é o nível “A” o que não descarta as possibilidade que outros níveis não sejam produtores.



**Gráfico 2:** Análise de saturação de água irreduzível (Swi) para a porção do campo estudada.



**Gráfico 3:** Análise do volume de argila (Vsh) máximo para produção do reservatório.



**Gráfico 4:** Análise da porosidade (Ø) mínima para produção do reservatório.

**Referências**

**Guardado, L. R.; Gamboa, L. A.; Lucchesi, C. F.**, 1989, Petroleum Geology of the Campos Basin, Brazil, A Model for a Producing Atlantic Type Basin. In: EDWARDS, J. D. & SANTOGROSSI, P. A., 1989, Divergent/Passive Margin Basin. AAPG *Memoir* 48, Tulsa, Oklahoma, U.S.A. 252p.

**ONIP, 2003.** Consolidação da Indústria Sísmica no Brasil. *Nota Técnica*.

**Rider, M. H.**, 1986, The Geological Interpretation of Well Logs. Blackie and Son Limited. USA.

**Vasquez, G. F.**, 2000, Comportamento do Arenito Namorado e Suas Relações Com Atributos Faciológicos. Dissertação de Mestrado, UNICAMP, 210p.

**Agradecimentos**

Os autores agradecem a FAPESP pelo apoio financeiro fornecido para o desenvolvimento desse projeto concedido como forma de bolsa de iniciação científica (processo - 04/14220-3), a Agência Nacional do Petróleo-ANP pelo fornecimento dos dados e o apoio dado pelo PRH-05.