



XXV Congresso de Iniciação Científica da Unicamp

18 a 20 Outubro Campinas | Brasil

25 anos

2017



Correlação de poços do campo de Tubarão Martelo a partir de perfis geofísicos

Vinicius Araujo*, Alexandre Campana Vidal

Resumo

O presente trabalho consiste na análise de dados de perfis geofísicos de poços pertencentes ao campo de Tubarão Martelo, localizado na Bacia de Campos. A partir da análise geofísica de seis poços, foi possível determinar e delimitar a região reservatório da Formação Macaé, caracterizar as diferentes litologias que o compõe e correlaciona-las lateralmente.

Palavras-chave:

Perfilagem geofísica, Campo de Tubarão Martelo, Bacia de Campos.

Introdução

A caracterização e modelagem de reservatórios são fundamentais para a exploração e exploração de petróleo e gás, sendo tarefas essenciais para determinar o potencial e a viabilidade da exploração. Durante esse processo, a correlação de poços é considerada uma etapa essencial, pois a partir das propriedades físicas registradas nos perfis geofísicos, podemos determinar a correlação lateral das fácies pertencentes a um reservatório, definir seu comportamento e delimitar sua distribuição e geometria. Assim, a partir da análise e interpretação de seis perfis geofísicos de poços fornecidos pela Agência Nacional do Petróleo, referentes ao campo de Tubarão Martelo, Bacia de Campos, foi possível determinar e caracterizar a região reservatório, além de correlaciona-la lateralmente entre os diferentes poços.

Resultados e Discussão

O banco de dados utilizado é composto por dados geofísicos na forma de perfis de poço, referentes a seis poços com diversas suítes de curvas. A partir da base de dados, foram gerados perfis para cada um dos poços e através dos perfis, foi possível delimitar o topo da Formação Macaé, formação que abriga os reservatórios da Bacia de Campos.

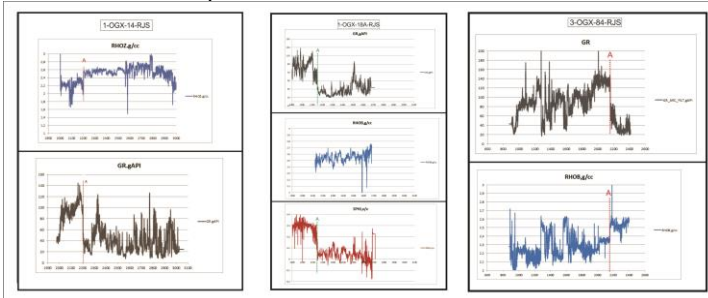


Figura 1. Perfis de densidade (em azul), raio gama (em preto) e porosidade sônica (em vermelho) ao longo da profundidade de perfuração de diferentes poços. Em (A) temos o topo da Formação Macaé.

Em A fica nítida uma queda abrupta nos valores de raio gama (mais de 40gAPI por gráfico), indicando assim, uma variação litológica. Já nos perfis de densidade ocorre um aumento de densidade após A, constatando assim, uma mudança litológica.

Após a delimitação do topo da formação, foi possível interpretar às litologias a partir do topo da mesma.

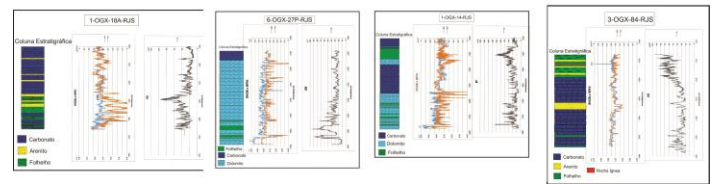


Figura 2. Interpretação litológica a partir dos perfis de porosidade neutônica (NPHI), densidade (RHOB) e raio gama (GR).

Em seguida foi possível correlacionar lateralmente os poços e delimitar os possíveis reservatórios da formação.

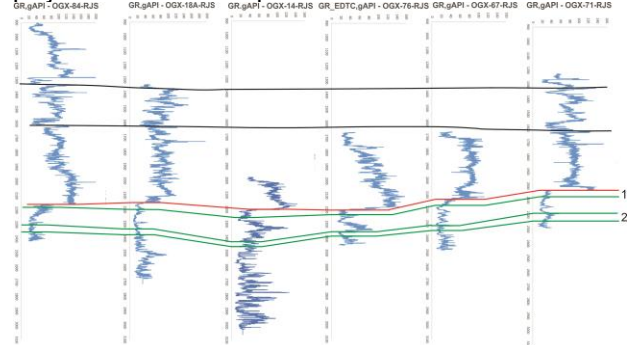


Figura 3. Correlação lateral dos poços e os possíveis reservatórios em verde (1 e 2).

Por fim, foram realizados cálculos da espessura e volume de argila (Vsh) para cada reservatório.

Tabela 1. Valores de espessura e Vsh calculados no reservatório 1.

	OGX-84	OGX-18A	OGX-14	OGX-76	OGX-67	OGX-71
Espessura	10,300m	47,731 m	56,896 m	36, 203 m	41, 779 m	44, 279 m
Vsh	34, 422%	18, 273%	26, 660%	6, 325%	31, 330%	24, 549%

Tabela 2. Valores de espessura e Vsh calculados no reservatório 2.

	OGX-84	OGX-18A	OGX-14	OGX-76	OGX-67	OGX-71
Espessura	48,534 m	39,607 m	33,477 m	30,174 m	36,825 m	53,549 m
Vsh	10, 495%	10, 720%	34, 563%	2, 816%	12, 610%	27, 828%

Conclusões

A análise de dados de perfis geofísicos mostra-se como uma ferramenta importante na caracterização e modelagem dos reservatórios. Essa metodologia permitiu correlacionar os poços lateralmente, delimitar as regiões reservatório e avaliar propriedades intrínsecas ao reservatório, como por exemplo o volume de argila.