

## Estimativa e distribuição espacial do Carbono Orgânico Total utilizando dados de perfilagem geofísica, Bacia do Recôncavo, Bahia

Sobral, H. S., UFOP; Da Silva, J. J., UFOP; Ronque, M. J., UFOP

Copyright 2022, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

Este texto foi preparado para a apresentação no IX Simpósio Brasileiro de Geofísica, Curitiba, 04 a 06 de outubro de 2022. Seu conteúdo foi revisado pelo Comitê Técnico do IX SimBGf, mas não necessariamente representa a opinião da SBGf ou de seus associados. É proibida a reprodução total ou parcial deste material para propósitos comerciais sem prévia autorização da SBGf.

### Resumo

O índice Carbono Orgânico Total (COT) foi estimado indiretamente por meio da técnica  $\Delta\log R$ , utilizando-se dados públicos de poços localizados na porção central e norte do Campo Cexis, Bacia do Recôncavo, Bahia. O estudo se concentrou em intervalos ricos em carbono da unidade geradora da Bacia – a Formação Candeias, unidade geradora da Bacia do Recôncavo, Bahia. Além disso, ele visa estimar a distribuição espacial do índice no campo em relação aos intervalos estudados.

O valor médio de COT obtido foi igual a 0,906% e indica potencial moderado para uma rocha geradora. O poço 3CX-25-BA configura-se uma exceção à moda geral e apresenta boas concentrações, principalmente entre 2050 e 2100 metros de profundidade. A técnica de interpolação IDW foi utilizada para se estimar a distribuição espacial de COT na área. Foi identificada uma faixa de direção NNE-SSW de menores concentrações em relação ao seu entorno, tal disposição é coincidente com uma falha geológica na mesma região e sugere uma relação de controle estrutural de COT no campo. O método utilizado configura-se uma relevante ferramenta para a caracterização de carbono orgânico total e se destaca pelo baixo custo e aplicação relativamente fácil e rápida.

### Introdução

As rochas geradoras são insubstituíveis em sistema petrolífero pois são as responsáveis por gerar óleo e gás quando submetidas a condições adequadas de pressão e temperatura. O elemento essencial dessa rocha é a presença de grandes volumes de matéria orgânica, comumente medido pelo índice Carbono Orgânico Total (COT), pois ele é convertido em petróleo no processo de maturação. Para uma rocha ser considerada geradora, ela deve apresentar teor de COT superior a 1%, comumente entre 2 e 8%, mas os valores podem chegar até em 24% em casos excepcionais (Milani *et al.* 2000). O COT, portanto, apresenta grande relevância no estudo do potencial convencional e não convencional de óleo e gás por ser um dos principais parâmetros utilizados na avaliação da qualidade de uma rocha geradora (Da Silva *et al.* 2022).

Geralmente esse índice é determinado por meio de análises geoquímicas de amostras de rocha e/ou sedimentos de amostras de calhas das profundidades alvo (Rouse & Houseknecht 2016). Porém, atualmente pode-se substituir essa avaliação tradicional pela utilização de um método indireto e de baixo custo, utilizando-se de dados

de perfilagem de poços. Trata-se da técnica  $\Delta\log R$ , apresentada por Passey *et al.* (1990).

O presente estudo utilizou essa técnica com a finalidade de se calcular o teor de COT em intervalos ricos em matéria orgânica de rochas da Formação Candeias, unidade geradora da Bacia do Recôncavo, Bahia. Além disso, ele visa estimar a distribuição espacial do índice no campo em relação aos intervalos estudados.

Para este trabalho foram utilizados 6 poços, 4 com dados geoquímicos de COT e 2 apenas com dados de perfilagem. Eles estão localizados no campo de produção Cexis, posicionados a cerca de 46 km da capital Salvador, como é apresentado na Figura 1. Os dados dos poços utilizados estão disponibilizados gratuitamente no acervo de dados públicos terrestres do projeto Reate, uma parceria entre o serviço geológico do Brasil (CPRM) e a Agência Nacional de Petróleo (ANP).

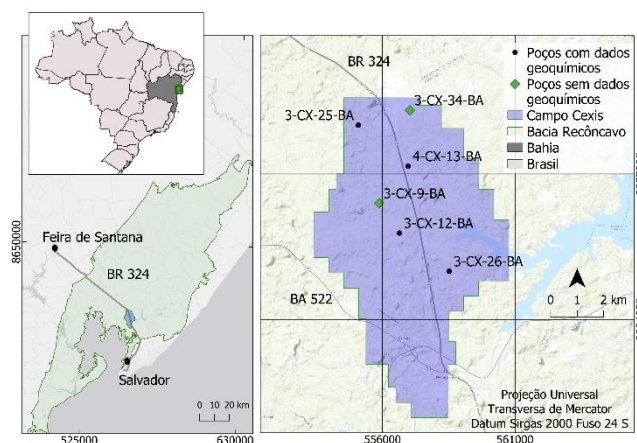


Figura 1 – Localização da área de estudo com destaque ao campo de produção Cexis e aos poços estudados.

### Metodologia/ Problema Investigado

De acordo com Passey *et al.* (1990), a técnica foi desenvolvida para se estimar o COT de rochas ricas em matéria orgânica, como as rochas geradoras em sistemas petrolíferos. Portanto, foram definidos como zonas de estudo os intervalos ricos em matéria orgânica da Formação Candeias.

A técnica tem como base o comportamento dos perfis Sônico (DT) e de Resistividade Profunda (ILD), pois estes apresentam padrão proporcional ao conteúdo de matéria orgânica e a maturidade litológica da unidade abordada. Seguindo a metodologia descrita por Passey *et al.* (1990), foi identificado um intervalo do poço definido como linha de base, a qual as curvas de DT e ILD são sobrepostas. Isso tende a ocorrer quando as rochas são não geradoras

e de granulação fina, como folhelhos. Estas podem ser distinguíveis das geradoras em perfilagem geofísica pelos relativos baixos valores de GR.

Um outro fundamento da técnica é o parâmetro  $\Delta \log R$ , apresentado na equação 1.

$$\Delta \log R = \log_{10} (R/R_{\text{linhabase}}) + 0,02(\Delta t - \Delta t_{\text{linhabase}}) \quad (1)$$

Ele é medido em ciclos logarítmicos de resistividade e é calculado a partir da separação das curvas de DT e ILD em relação a linha de base definida. Nesta equação, R representa a resistividade em ohm.m e  $\Delta t$  é o tempo de trânsito medido em  $\mu\text{s}/\text{ft}$ .  $R_{\text{linhabase}}$  é a resistividade correspondente ao valor de  $\Delta t_{\text{linhabase}}$  na região definida como linha de base.

Em seguida é iniciada a primeira etapa para o cálculo de COT. Inicialmente é estimado o Nível de Maturidade, ou *Level of Organic Metamorphism* (LOM), a partir de valores inferidos e discretos, que por sua vez são aplicados na Equação 2, obtendo-se assim valores teóricos de COT. De acordo com Passey *et al.* (1990), mesmo que o LOM estimado não represente a maturidade real da rocha, a variação vertical de COT ainda pode ser corretamente estimada.

$$\text{COT} = (\Delta \log R) \times 10 (2,297 - (0,1688 \times \text{LOM})) \quad (2)$$

É feita, então, uma comparação entre o perfil vertical calculado de COT e os valores provenientes de dados geoquímicos. É escolhido o valor de LOM que melhor reproduz a curva dos reais valores de COT do poço estudado. A Figura 2 ilustra a comparação entre os dados de COT obtidos por técnicas diretas, como análises geoquímicas em amostras de calha, e os calculados a partir do método de Passey.

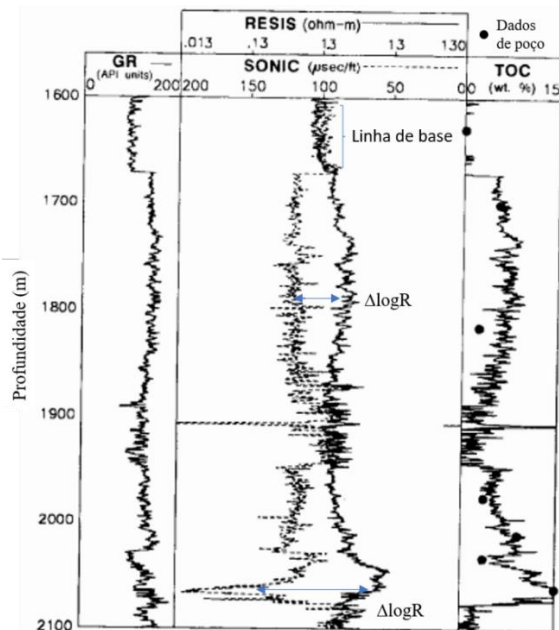


Figura 2 – Perfis DT e ILD sobrepostos, ilustrando a linha de base e a separação  $\Delta \log R$  no intervalo rico em matéria orgânica. Também é ilustrado a comparação de COT

obtido a partir de dados diretos e o calculado pela técnica de Passey (Modificado de Passey *et al.* 1990).

Uma vez obtido os índices LOM e calculado o COT nos poços com dados geoquímicos, é iniciada uma segunda etapa cuja finalidade é estimar o valor de COT dos demais poços. Para tanto, o LOM utilizado deve ser representativo da área estudada, a sua escolha foi baseada nos valores de média, moda e mediana dos valores de LOM definidos na primeira etapa. Em seguida foi aplicada a Equação 2.

Os teores de COT passaram por uma filtragem e são selecionados para análise aqueles que representam rochas com volume de argilominerais (Vcl) superiores a 70%.

Foram calculadas as distribuições de 1°, 2° e 3° quartil, assim como os valores de mínimo e de máximo dos dados de COT obtidos pela aplicação da técnica. A partir desses valores foram produzidos mapas de carbono orgânico total pelo método de interpolação espacial IDW, com renderização do tipo banda simples-falsa-cor e isolinhas de espaçamento igual a 0,1% de COT.

Os perfis geofísicos e os diagramas de classificação apresentados foram processados a partir do uso do software Jupyter em linguagem de programação python.

## Resultados

Os valores de linha de base dos poços são apresentados na tabela 1. Os poços com dados de geoquímica (3-CX-25-BA, 4-CX-13-BA, 3-CX-12-BA e 3-CX-26-BA) apresentam média de LOM igual 10,25, moda e mediana iguais a 10. A partir desses resultados, foi escolhido o valor de LOM igual a 10 como representativo da área e utilizado para estimar a concentração de COT indiretamente a partir da aplicação da Equação 2 nos poços 3-CX-34-BA e 3-CX-09-BA, que são aqueles que não possuem dados de geoquímica.

Tabela 1 – Dados relativos à linha de base dos poços

Poço	ILD (ohm.m)	DT ( $\mu\text{s}/\text{ft}$ )	Profundidade (m)	LOM
3-CX-25-BA	03	85	2000-2050	09
4-CX-13-BA	04	65	2630-2690	10
3-CX-12-BA	07	65	2821-2841	12
3-CX-26-BA	05	80	2945-2975	10
3-CX-34-BA	05	80	2370-2420	10
3-CX-09-BA	03	90	2540-2600	10

Os perfis de GR e os de COT obtidos com a aplicação da técnica de Passey são apresentados na Figura 3. A ordem apresentada segue a disposição espacial N-S e reflete uma associação entre poços de menores distâncias. Nota-se que a ocorrência das zonas de interesse se dá com dimensões variáveis a partir de 2000 metros, com uma maior coincidência entre 2600 e 3100 metros. A exceção é o 3CX25BA, que é abordado em uma zona relativamente pequena e superior do poço, entre 2000 e 2130 metros.

As distribuições estatísticas de 1°, 2° e 3° quartis, mínimo, máximo, média e *outliers* para os valores de COT adquiridos são apresentados no diagrama *boxplot*, ilustrado na Figura 4, e uma síntese desses resultados é

apresentada na Tabela 2. Os maiores valores de COT estão presentes no poço 3-CX-25-BA, seguido dos poços 3-CX-09-BA e 3-CX-26-BA. As menores concentrações estão presentes em 3-CX-12-BA. Resultados similares são observados em 4-CX-13-BA e 3-CX-34-BA. A média geral de COT é igual a 0,906%.

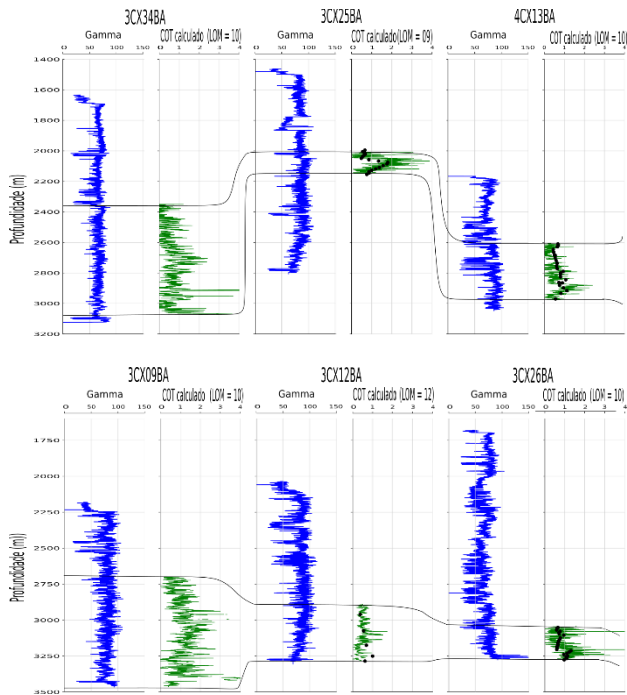


Figura 3 - Perfis de GR e de COT calculado juntamente com COT proveniente de análises geoquímicas representado por esferas pretas. Foi feita uma associação entre as zonas de interesse de aplicação da técnica  $\Delta\log R$ .

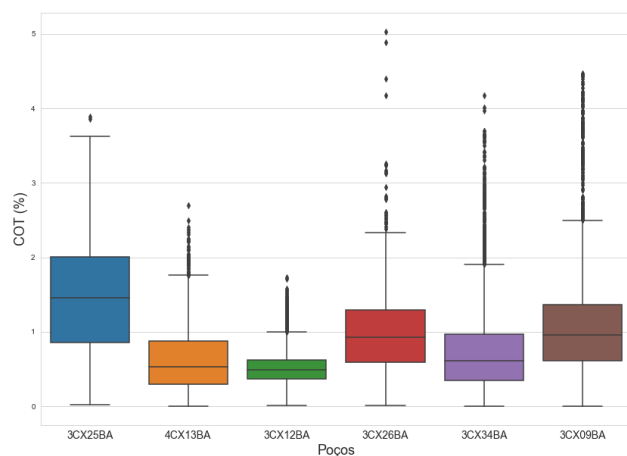


Figura 4 - Gráfico Boxplot dos dados de COT calculados pela técnica de  $\Delta\log R$ . São apresentados os valores de 1°, 2° e 3° quartis, mínimos, máximos e outliers.

Tabela 2 - Média, mínimo, 1°, 2° e 3° quartil e valor de máximo de COT (%) para os poços nas zonas estudadas.

Poços	3CX25BA	4CX13BA	3CX12BA	3CX26BA	3CX34BA	3CX09BA
Média	1,462	0,635	0,517	1,001	0,764	1,057
Mínimo	0,019	0,001	0,014	0,009	0,003	0,001
1° Quartil	0,854	0,295	0,369	0,587	0,345	0,613
2° Quartil	1,460	0,527	0,485	0,93	0,609	0,956
3° Quartil	2,001	0,881	0,622	1,293	0,97	1,367
Máximo	3,889	2,696	2,636	5,029	4,174	4,467

De maneira a visualizar a disposição espacial de COT nas zonas estudadas da Formação Candeias, foram elaborados mapas de interpolação (Figura 5) com os dados apresentados na Tabela 2. Devido à falta de informações sobre a porção sul do campo, a interpolação se limitou a região central e norte.

O comportamento das isolinhas ilustradas na Figura 5 evidencia um padrão significativo do elemento na área estudada. Os poços de menores concentrações de COT estão alinhados em uma faixa de direção NNE-SSW entre os poços de maiores concentrações (3-CX-25-BA e 3-CX-09-BA a NW e 3-CX-26-BA a SE).

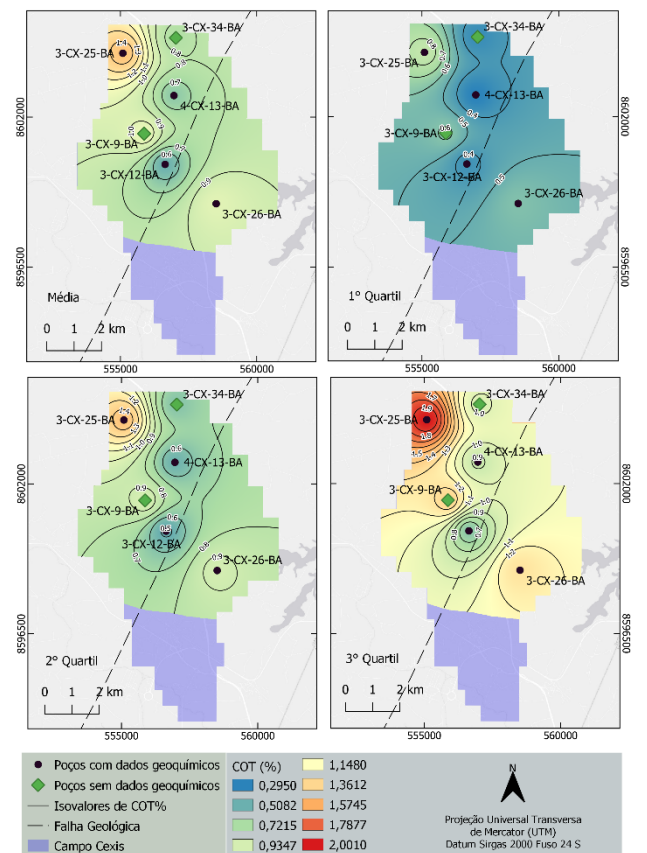


Figura 5 - Mapa de interpolação espacial de distribuição de COT. Foram utilizados como parâmetros os valores de média, 1°, 2° e 3° quartil. A disposição da falha se baseou nos trabalhos de Figueiredo et al. (1994) e Nascimento (2016).

De acordo com os dados da Tabela 2 os poços apresentam uma quantidade relevante de valores de COT inferior a 1%. A exceção é o poço 3-CX-25-BA, que

apresenta o 2º e o 3º quartil entre aproximadamente 1,4 e 2 %, o que indica uma quantidade de dados estatisticamente relevante entre 1 e 2% e representa uma boa concentração de COT para uma rocha geradora de acordo com a classificação apresentada por Peters (1986). As maiores concentrações do poço estão entre 2050 e 2100 metros.

## Discussão e Conclusões

Analisando-se os perfis verticais de COT obtidos pela técnica de  $\Delta\log R$  e comparando-os com os respectivos valores provenientes de análises geoquímicas (Figura 3), percebe-se que a técnica apresentou representações satisfatórias às propostas desse trabalho. Outro ponto importante é que os valores obtidos de LOM são muito similares (em torno de 10). Tais constatações permitem uma maior segurança nas inferências do índice LOM.

Além disso, os valores obtidos são corroborados pela literatura - de acordo com os resultados apresentados, a média geral dos dados de COT é igual a 0,906%, que é similar ao valor de 1% apresentado por Rostirolla (1997) como o valor médio de COT para a Formação Candeias na Bacia do Recôncavo.

Esse valor representa um potencial de rocha geradora moderado de acordo com a classificação de Peters (1986). Essa é uma classificação que representa bem os poços estudados, uma vez que a maioria deles apresenta valores médios em torno ou abaixo de 1% de COT. A exceção é o poço 3CX25BA, que apresenta concentração média acima desse valor.

A Figura 5 ilustra o comportamento geral do COT na porção central e norte do campo Cexis. Os poços 3CX34BA, 4CX13BA e 3CX12BA estão alinhados na direção NE-SW e possuem as menores concentrações dentre os analisados. Essa configuração pode representar a ocorrência de fenômenos geológicos que controlam a disposição do COT na área.

Camões (1988) descreve a principal estrutura geológica do campo Cexis como um sistema de falhas normais de direção NE-SW, de mergulho para SE. Uma das falhas desse sistema aflora no campo (Figueiredo *et al* 1994 e Nascimento 2016) nas proximidades da região de alinhamento dos poços 3CX34BA, 4CX13BA e 3CX12BA, como é representado na Figura 5. As falhas podem representar condutos de migração de fluidos, deslocando-os para regiões adjacentes com condições geológicas adequadas, configurando-se as trapas (Rostirolla 1997). Tal migração pode estar ocorrendo no Campo Cexis, como é defendido por Silva (2006). Esse fenômeno pode ter relação com as menores concentrações de COT, na zona de ocorrência da falha, e maiores valores nas regiões adjacentes.

Em geral, a área estudada não demonstrou boas concentrações de COT para rochas geradoras. A exceção é o poço 3CX25BA que apresenta valores significativamente superiores a 1%, indicando uma boa

concentração. Entretanto, embora a técnica apresente bons resultados para a estimação de COT, é imprescindível a correlação com outros índices para uma classificação mais detalhada e assertiva do potencial petrolífero da área. Vale destacar que a técnica não substitui os estudos por métodos diretos, sendo esses imprescindíveis para uma real constatação dos resultados obtidos, sobretudo nas áreas de maiores potenciais.

## Referências

- Camões, A. M. 1988. Modelo tectono-sedimentar do Campo de Cexis, Bacia do Recôncavo. Boletim de Geociências da Petrobrás, 2(41): 267-275.
- Da Silva, J. J., Bartolo, L. D., Ade, M. V. B. 2022. Indirect analysis of unconventional shale hydrocarbon resources in the Recôncavo Basin, Brazil. A case study. Journal of South American Earth Sciences. 116: 01-15.
- Figueiredo, A. M. F., Braga, J. A. E., Zabalaga, H. M. C., Oliveira, J. J., Aguiar, G. A., Silva, O. B., Mato, L. F., Danie, L. M. F. Magnavita, L. P., Bruhn, C. H. L. 1994. Recôncavo Basin: A prolific intracontinental rift basin. In: Landon, S. M. (ed.). Interior rift basins. Tulsa, UK, AAPG Memoir 59, p 157-203.
- Milani, E. J., Brandão, J. A. S. L., Zalán, P. V., Gamboa, L. A. P. 2000. Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas. Brazilian Journal of Geophysics. 18:351-396.
- Nascimento, C. A. 2016. Identificação e avaliação de reservatórios do tipo shale oil/gás no Campo de Cexis, na Bacia do Recôncavo, através de interpretações sísmicas, geoquímica e perfis de poços. MS Dissertation, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 176p.
- Passey, Q., Creaney, S., Kulla, J., Moretti, F., Stroud, J. 1990. A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs. AAPG Bulletin, 74:1777-1794.
- Peters, K. E. 1986. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 70: 318-329.
- Rostirolla, S. P. Alguns aspectos da avaliação de favorabilidade em geologia exploratória. 1997. Revista Brasileira de Geociências, 27:327-338.
- Silva, T. C. S. 2006. D. Modelagem de geração e migração do petróleo na Bacia do Recôncavo, BA. MS Dissertation, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 144p.