



UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
CURSO DE GRADUAÇÃO EM GEOFÍSICA

GEO213 – TRABALHO DE GRADUAÇÃO

ESTIMATIVA DO TEOR DE CARBONO
ORGÂNICO TOTAL DAS ROCHAS
GERADORAS DE PETRÓLEO EM
POÇOS DA BACIA DO RECÔNCAVO
POR MEIO DA PERFILAGEM
GEOFÍSICA

CAINAN DE OLIVEIRA COSTA

SALVADOR – BAHIA

Abril – 2017

**Estimativa do Teor de Carbono Orgânico Total das Rochas Geradoras de
Petróleo em Poços da Bacia do Recôncavo Por Meio da Perfilagem Geofísica**

por

CAINAN DE OLIVEIRA COSTA

Orientador: Prof. MSc. Geraldo Girão Nery

GEO213 – TRABALHO DE GRADUAÇÃO

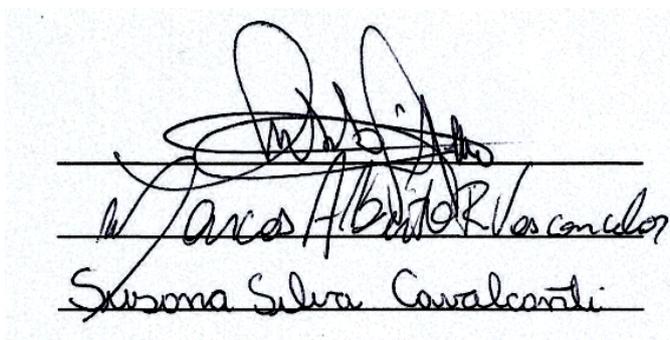
DEPARTAMENTO DE GEOFÍSICA

DO

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

DA

UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA



Handwritten signatures of the examiners: Geraldo Nery, Marcos Alberto Rodrigues Vasconcelos, and Susana Silva Cavalcanti.

COMISSÃO EXAMINADORA

MSc. Geraldo Girão Nery

Dr. Marcos Alberto Rodrigues Vasconcelos

Dra. Susana Silva Cavalcanti

DATA DA APROVAÇÃO: 07/04/2017

À minha família e amigos, amo
vocês.

Resumo

O Carbono Orgânico Total (COT), representa a porcentagem em massa de carbono que há em determinada rocha. Como o potencial gerador da rocha está diretamente associado à quantidade de matéria orgânica e como todo composto orgânico possui carbono, a medição do conteúdo de carbono orgânico de uma rocha é de extrema importância quando se objetiva qualificar e quantificar as rochas fonte de hidrocarbonetos em uma bacia sedimentar. Atualmente os métodos mais utilizados para se calcular o COT em rochas geradoras são as análises geoquímicas, realizadas em laboratório. Tornam-se necessários, para isso, fragmentos da rocha ou até mesmo testemunhos, o que acarreta em aumento do custo na exploração.

A perfilagem geofísica de poços é uma importante ferramenta para a identificação de rochas reservatórios e geradoras de petróleo. Como são conhecidas as propriedades físicas da matéria orgânica e o comportamento das diferentes ferramentas da perfilagem frente às rochas com elevados índices de matéria orgânica, é possível se estimar o teor de carbono orgânico total das rochas através dos perfis geofísicos de poços.

Durante as últimas décadas desenvolveram-se diversos métodos que se propõem a calcular o COT através dos perfis geofísicos comuns. Neste trabalho a avaliação será feita utilizando duas destas técnicas: 1) a $\Delta \log R$ desenvolvida por (Passey, Creaney, Kulla, Morretti e Stroud, 1990), que consiste na superposição dos perfis de indução e de resistividade; 2) a técnica desenvolvida por (Myers e Jenkyns, 1992) a qual utiliza o perfil de densidade para estimar o COT.

Ambas metodologias serão aplicadas nos folhelhos geradores da Formação Candeias, no campo de Cexis, os quais apresentam valores médios de COT em torno de 1%, obtidos através de análises geoquímicas.

Abstract

Total Organic Carbon (TOC), represents the weight percent of organic carbon that compound some rock. As the rock generating potential is directly associated to organic matter quantity, and all the organic compounds have carbon, the measure of rock organic carbon content is extremely important when you are prospecting hydrocarbon generate by source rock in a given sedimentary basin. Currently geochemical analyses are the most used methods to calculate the TOC carried out in the laboratory. For this, cuttings or even core samples are necessary, which can lead to an increases exploration costs.

It is possible to estimate the total organic carbon using geophysical borehole data. During the last decades several methods have been developed to calculate TOC through the most usual well logs. In this paper the evaluation will be done through two of those: 1) the $\Delta \log R$ technique proposed by (Passey, Creaney, Kulla, Moretti e Stroud, 1990) that employ the overlaying of a properly scaled porosity log (generally sonic log) on a resistivity curve; and 2) the technique developed by (Myers e Jenkyns, 1992) which calculates the TOC with only the bulk density log response.

Both methodologies were applied on the shales of Candeias Formation, in the Cexis field, the evaluation of the source rock from geochemistry were near by 1 *wt. %*

Sumário

Resumo	3
Abstract	4
Introdução	11
1 Rochas Geradoras	13
1.1 Teor de Carbono Orgânico Total (COT)	14
2 Geologia Local	17
2.1 Bacia do Recôncavo	17
2.1.1 Sistema Petrolífero e Rocha Geradora	17
2.1.2 Campo de Cexis	18
3 Efeitos Causados Pela Matéria Orgânica nas Diferentes Ferramentas da Perfilagem	22
3.1 Perfil de Raios Gama	22
3.2 Perfil de Resistividade	23
3.3 Perfil de Densidade	24
3.4 Perfil Sônico	24
3.5 Combinação dos Perfis Sônico e GR	24
3.6 Combinação dos Perfis de Resistividade e Porosidade	25
4 Estimativa do COT nas Rochas Geradoras do Campo de Cexis	27
4.1 Técnica de (Passey, Creaney, Kulla, Moretti e Stroud, 1990)	27
4.1.1 Separações indesejadas	31
4.1.2 Resultados	33
4.1.3 Interpretação	35
4.2 Técnica de (Myers e Jenkyns, 1992)	39
4.2.1 Resultados	39

4.2.2	Interpretação	40
5	Conclusões	46
	Agradecimentos	48
	Referências	49

Lista de Tabelas

1.1	Avaliação da qualidade de Rochas Geradoras através do COT peters1994applied	14
1.2	Tipos de Querogênio mccarthy2011basic.	16

Lista de Figuras

1.1	A evolução da maturidade termal da rocha fonte pode ser dividida em três fases: diagênese, catagênese e metagênese. Modificada de (Tissot, Durand, Espitalie e Combaz, 1974)	15
2.1	Localização da Bacia do Recôncavo ((Milhomem, Maman, Oliveira, Carvalho e Souza-Lima, 2003))	18
2.2	Produção de gás natural do Brasil por Estado. Retirado do Boletim da produção de petróleo e gás natural da ANP (2017)	19
2.3	Produção de petróleo do Brasil por Estado. Retirado do Boletim da produção de petróleo e gás natural, ANP (2017)	19
2.4	Localização do Campo de Cexis, representado pelo polígono em azul. Os poços 3-CX25-BA (ponto azul) e 3-CX61-BA (ponto preto) foram usados no presente trabalho. Não foi possível estimar o COT nos poços 3-CX09-BA e 3-CX-43-BA.	20
2.5	Produção de gás natural por Campo na Bahia. Retirado do Boletim da produção de petróleo e gás natural, ANP (2017)	21
4.1	Modelos para rocha não fonte (A), rocha fonte imatura (B) e rocha fonte madura(C). A diferença entre os modelos A e B está na presença de matéria orgânica na matriz. Em C, além da matéria orgânica sólida, tem-se o hidrocarboneto gerado na parte porosa	28
4.2	Gráfico de COT por $\Delta \log R$ utilizado para estimar o valor de LOM a ser utilizado na técnica. As retas de diferentes cores representam as maturidades variando de LOM=5 à LOM=12. Os pontos verdes representam os valores usados para encontrar o LOM adotado para o poço 3-CX-0025-BA (10,6)	30
4.3	Guia para interpretação de separações $\Delta \log R$. Adaptado de (Passey, Creaney, Kulla, Moretti e Stroud, 1990)	32

-
- 4.4 Poço 3-CX-0025-BA, na esquerda as curvas de GR (em negrito) e Cáliper (pontilhada), no centro o perfil sônico em vermelho e o de resistividade em azul e na direita, a curva em azul representa o COT calculado pela técnica de (Passey, Creaney, Kulla, Moretti e Stroud, 1990), e os pontos pretos representam as três medidas geoquímicas realizadas em trecho do poço com valores de cáliper entre 11 e 13 polegadas. 34
- 4.5 Poço 3-CX-0025-BA, na esquerda as curvas de GR (em negrito) e Cáliper (pontilhada), no centro o perfil sônico em vermelho e o de resistividade em azul e na direita, a curva em azul representa o COT calculado pela técnica de (Passey, Creaney, Kulla, Moretti e Stroud, 1990), e os pontos pretos representam as medidas geoquímicas laboratoriais (trecho entre 2050 e 2300 metros de profundidade), observando-se um padrão de coerência de magnitude entre os valores lidos e calculados. 36
- 4.6 Poço 3-CX-0061-BA, na coluna da esquerda a curva de GR, na coluna central o perfil sônico em vermelho e o de resistividade em azul e na coluna da direita, a curva em azul representa o COT calculado pela técnica de (Passey, Creaney, Kulla, Moretti e Stroud, 1990), e os pontos pretos representam as medidas geoquímicas laboratoriais (trecho entre 2400 e 2700 metros de profundidade), observando-se uma correlação entre os teores de COT estimados e os obtidos na geoquímica. 37
- 4.7 Correlação entre os teores de COT laboratoriais e calculados através da técnica proposta por (Passey, Creaney, Kulla, Moretti e Stroud, 1990) no poço 3-CX-0025-BA. A escala em cores indica as medidas de raios gama dos pontos. . . 38
- 4.8 Correlação entre os teores de COT laboratoriais e calculados através da técnica proposta por (Passey, Creaney, Kulla, Moretti e Stroud, 1990) no poço 3-CX-0061-BA. A escala em cores indica as medidas de raios gama dos pontos. . . 38
- 4.9 Poço 3-CX-0025-BA, na esquerda as curvas de GR (em negrito) e Cáliper (pontilhada), no centro o perfil de densidade e na direita, a curva em azul representa o COT calculado pela técnica de (Myers e Jenkyns, 1992), e os pontos pretos representam as medidas geoquímicas laboratoriais (trecho entre 1850 e 1950 metros de profundidade) 41
- 4.10 Poço 3-CX-0025-BA, na esquerda as curvas de GR (em negrito) e Cáliper (pontilhada), no centro o perfil de densidade e na direita, a curva em azul representa o COT calculado pela técnica de (Myers e Jenkyns, 1992), e os pontos pretos representam as medidas geoquímicas laboratoriais (trecho entre 2400 e 2500 metros de profundidade) 42

-
- 4.11 Poço 3-CX-0061-BA, na coluna da esquerda o GR, na coluna central o perfil de densidade e na coluna da direita, a curva em azul representa o COT calculado pela técnica de (Myers e Jenkyns, 1992), e os pontos pretos representam as medidas geoquímicas laboratoriais (trecho entre 2400 e 2500 metros de profundidade) 44
- 4.12 Correlação entre os teores de COT laboratoriais e calculados através da técnica proposta por (Myers e Jenkyns, 1992) no poço 3-CX-0061-BA. A escala em cores indica as medidas de raios gama dos pontos. 45

Introdução

Com o desenvolvimento da pesquisa na área do petróleo os geocientistas passaram a se preocupar também com a qualidade e origem do óleo, além de apenas procurar por armadilhas e extraí-lo. Motivados por entender melhor o processo de geração, começou-se a pesquisar e entender as rochas geradoras no sentido de identificar as diferentes propriedades que classificam os diferentes tipos de hidrocarbonetos.

A rochas fonte são definidas como rochas de granulação fina, normalmente folhelhos, margas, siltitos ou calcilutitos, os quais apresentam elevado conteúdo de matéria orgânica e são capazes de gerar petróleo, quando expostos a temperatura e pressão suficientes. Para caracterizar uma boa rocha geradora, além da quantidade de matéria orgânica, deve-se levar em consideração o tipo de querogênio, a maturidade termal e o volume da rocha que possivelmente irá dar origem ao petróleo.

Inicialmente a matéria orgânica é sólida e faz parte dos sedimentos. Com o passar do tempo, por conta do peso gerado pela sobreposição de camadas de rochas sedimentares (aumento da pressão e temperatura) a matéria orgânica vai cozinhando parcial e lentamente, transformando-se em querogênio, matéria orgânica insolúvel em solventes orgânicos, o qual futuramente poderá gerar gás e óleo.

Cada material orgânico origina um diferente tipo de querogênio, correspondente ao produto que poderá ser gerado: gás seco, gás úmido ou óleo. Durante o processo de maturação o querogênio passa por variadas faixas de temperatura e pressão. Para valores relativamente baixos de pressão e temperatura, a rocha não atinge maturidade suficiente e essa rocha, embora possa ter alto teor de COT não deverá gerar hidrocarbonetos. Com o aumento da profundidade, as geradoras são expostas a mais elevadas pressões e temperaturas, as quais ao atingirem certos valores, a rocha entra na chamada janela do óleo, onde se geram predominantemente hidrocarbonetos líquidos. Valores mais elevados de pressão e temperatura, referentes à janela do gás, irão fazer com que a rocha rica em matéria orgânica gere, em sua maioria, gás.

O COT (carbono orgânico total) define a porcentagem de matéria orgânica que há em uma rocha sedimentar, por conseguinte, o seu potencial gerador. As rochas geradoras

têm um mínimo de 0,5 a 1% de teor de carbono orgânico total, podendo atingir até 10% alexander2011shale. Cabe ressaltar que rochas não geradoras também possuem matéria orgânica, porém apresentam teores normalmente menores que 1% passey1990practical.

A determinação do COT é feita, majoritariamente através de análises geoquímicas laboratoriais, as quais dependem de fragmentos da rocha, ou até mesmo testemunhos, o que acarreta num aumento dos gastos.

Com o intuito de minimizar o custo da exploração foram desenvolvidas técnicas para calcular o conteúdo total de carbono orgânico através da perfilagem geofísica de poços. Tais trabalhos buscam estimar o montante de matéria orgânica presente nas rochas geradoras, através dos perfis mais usuais como o sônico, densidade e o perfil de raios gama(natural ou espectral). Além destes, técnicas matemáticas que se valem das respostas da geofísica de poço também foram implementadas a fim de realizar estimativas reais do teor de carbono orgânico total.

Capítulo 1

Rochas Geradoras

Define-se como rocha geradora aquela que tenha capacidade de gerar e expelir quantidade suficiente de petróleo quando submetida à suficientes níveis de pressão e temperatura. Rochas geradoras são em sua maioria rochas com granulação fina e ricas em matéria orgânica, tais como: folhelhos, calcilutitos, siltitos ou margas.

Os mecanismos pelos quais gás e óleo são formados variam de bacia para bacia, dependendo do tipo e abundância da matéria orgânica, fácies sedimentares, tectônica e condições físicas e químicas do paleoambiente deposicional, por exemplo. O modelo genérico que explica o processo de geração é bastante simples, contudo.

São três os fatores que qualificam e quantificam o potencial gerador de uma rocha fonte: seu volume, a porcentagem de matéria orgânica em massa e sua maturidade termal. O volume é uma função da espessura e da área de extensão da rocha geradora e está diretamente relacionado com a quantidade de matéria orgânica da rocha. Logo, quanto maior o volume da rocha fonte, uma maior quantidade de matéria orgânica poderá gerar um maior volume de hidrocarbonetos, seja ele gás ou óleo.

O presente trabalho está voltado, entretanto, para as duas outras características: o volume de matéria orgânica que a rocha possui, e a maturidade termal. A quantidade e o tipo de matéria orgânica definem a quantidade e a qualidade de hidrocarboneto que será gerado, indicando a viabilidade de produzir ou não petróleo em determinada rocha. Além da presença da matéria orgânica, é de extrema importância o conhecimento da maturidade termal da rocha, ou a qual temperatura ela foi exposta. Rochas que não foram submetidas a pressões e temperaturas favoráveis à formação de hidrocarbonetos são chamadas de rochas geradoras imaturas, diferentemente de rochas ditas como maduras, as quais geraram óleo e/ou gás. É a transformação termal da matéria orgânica que faz a rocha fonte gerar petróleo.

1.1 Teor de Carbono Orgânico Total (COT)

Em função das características geoquímicas necessárias para avaliar um sedimento como uma rocha geradora de hidrocarbonetos, a quantificação da matéria orgânica se apresenta como o primeiro parâmetro analisado silva2007caracterizacao. Mede-se a quantidade de matéria orgânica de uma rocha por meio do teor de carbono orgânico total (COT), o qual representa a porcentagem em massa de matéria orgânica em relação ao extrato seco, que reflete as condições do paleoambiente deposicional.

O montante orgânico na rocha pode ser classificado quanto à solubilidade em solventes orgânicos. A porção insolúvel em solventes orgânicos dá-se o nome de querogênio, já a parte solúvel é chamada de betume.

Os procedimentos geoquímicos usados para a medição do COT em rochas geradoras envolvem alguma forma de eliminação do carbono inorgânico (carbonato) e uma posterior medida da quantidade de CO₂ liberada após a combustão da rocha. Quanto maior o teor de carbono orgânico total, maior o potencial gerador da rocha (Tabela 1.1).

COT (%)	Potencial Gerador da Rocha
<0,5	Nenhum
0,5 a 1	Pobre
1 a 2	Razoável
2 a 5	Bom
>5	Excelente

Tabela 1.1: Avaliação da qualidade de Rochas Geradoras através do COT per-
ters1994applied

Processo de Geração de Hidrocarbonetos

A matéria orgânica é sólida, inicialmente, e se deposita junto aos grãos da rocha. Com o passar do tempo as camadas de sedimentos vão sendo depositadas acima, provocando um aumento na temperatura e pressão de acordo com os gradientes geotermiais e de pressão da bacia. Esse aumento da temperatura promove uma mudança na matéria orgânica, a qual gradualmente vai se transformando em uma matéria orgânica insolúvel, conhecida como querogênio. Aumentos adicionais na temperatura modificam ainda mais o querogênio, produzindo betume (matéria orgânica solúvel em solventes orgânicos) e petróleo.

A geração de petróleo depende da existência de hidrogênio no querogênio, portanto conforme o hidrogênio vai se esgotando a taxa de geração diminui. O aumento da maturidade também faz com que os compostos de petróleo inicialmente complexos sofram simplificação

estrutural, tipicamente começando por óleo, passando à gás úmido e terminando em gás seco. (Figura 1.1)

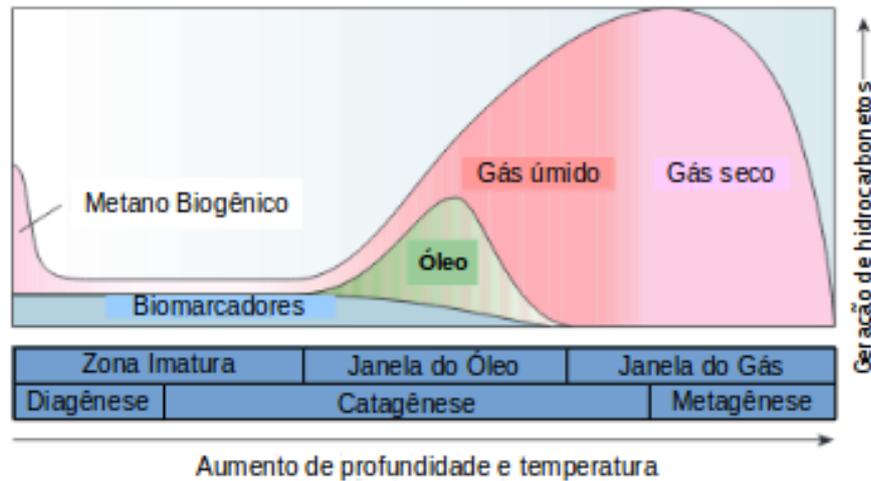


Figura 1.1: A evolução da maturidade termal da rocha fonte pode ser dividida em três fases: diagênese, catagênese e metagênese. Modificada de (Tissot, Durand, Espitalie e Combaz, 1974)

Na Diagênese, sob baixas condições de soterramento e temperatura (até 1000m e 50°C) surge uma pequena taxa de hidrocarbonetos, oriunda dos organismos vivos. Nesse estágio, ainda imaturo, os hidrocarbonetos apresentam características estruturais relacionadas com sua origem biogênica e são considerados fósseis geoquímicos.

Com o aumento da profundidade começam a surgir pequenas transformações. Os primeiros produtos de petróleo liberados nesta etapa são os compostos ricos em heteroátomos, além de uma pequena quantidade de gás metano.

Na catagênese aumenta-se a temperatura (entre 50°C e 150°C), sendo assim, são quebradas mais ligações. É o principal estágio de geração de óleo.

A proporção com que aumentam as condições de pressão e temperatura, tornam-se mais frequentes as quebras de ligações entre carbonos. Os hidrocarbonetos de maior massa formados anteriormente são quebrados, formando hidrocarbonetos de menor massa molecular, chamados hidrocarbonetos leves, além do aumento da liberação do gás metano, que ocorre concomitantemente. Esta fase, a temperaturas superiores a 150°C, dá-se o nome de metagênese.

As relações entre os três elementos mais abundantes no querogênio (C, H e O) variam a depender da origem e evolução da matéria orgânica. As razões elementares H/C e O/C e os dados químicos e petrográficos tornam possível classificar os querogênios como dos tipos I, II e III (Tabela 1.2). Os querogênios do tipo I possuem maior quantidade de hidrogênio e menor de oxigênio. Os querogênios do tipo II possuem maior quantidade de O e menor de

H (em relação ao tipo I). Já o tipo III, possui alta razão O/C e baixa razão H/C.

Tipo de Querogênio	Material Gerador	Ambiente Depositional
I	Principalmente algas	Lacustre
II	Principalmente plâncton com contribuição de algas	Marinho
III	Principalmente plantas maiores	Terrestre

Tabela 1.2: Tipos de Querogênio mccarthy2011basic.

Normalmente, querogênios do tipo I são lacustres, e possuem elevado potencial para produzir petróleo. O tipo II possui um potencial moderado para geração de óleo e gás e o tipo III é considerado de baixo potencial gerador.

Em geral querogênios ricos em hidrogênio são responsáveis por gerar óleo e gás. Aqueles com menor teor de hidrogênio irão gerar, em sua maioria, gás. Depois de o hidrogênio se esgotar do querogênio, a geração de hidrocarbonetos cessará, independentemente da quantidade de carbono ainda disponível.

Capítulo 2

Geologia Local

2.1 Bacia do Recôncavo

A Bacia do Recôncavo está localizada no Estado da Bahia, no NE brasileiro, e compreende uma área aproximada de 11.500 km^2 . É limitada a norte e a nordeste pelo Alto de Aporá, a sul pelo Sistema de Falhas da Barra, a oeste pela Falha de Maragojipe e a leste pelo Sistema de Falhas de Salvador. (Figura 2.1)

De acordo com (Magnavita, Silva e Sanches, 2005), a Bacia do Recôncavo faz parte do sistema de riftes abortado, o rifte Recôncavo-Tucano-Jatobá. Sua origem se deu devido ao estiramento crustal que provocou a fragmentação do Supercontinente Gondwana, promovendo a abertura do Oceano Atlântico Sul.

2.1.1 Sistema Petrolífero e Rocha Geradora

Segundo o Sumário Geológico da ANP realizado em 2015, estão em produção 67 campos de petróleo e 19 campos de gás na Bacia do Recôncavo. Historicamente, toda a bacia reúne os montantes de produção de aproximadamente 1,6 bilhão de barris de petróleo e 71,3 bilhões de m^3 de gás natural. Ainda assim, as reservas provadas são da ordem de 221,8 milhões de barris de petróleo e 5,4 bilhões de m^3 de gás.

A Bacia do Recôncavo foi a pioneira na exploração e produção de hidrocarbonetos no Brasil. A primeira descoberta significativa de óleo data de 1939, em um poço perfurado no Lobato, que é considerado o marco inicial da indústria petrolífera nacional.

Os esforços exploratórios empreendidos ao longo dos últimos 70 anos são consolidados por mais de 6000 poços perfurados, sendo aproximadamente 1200 exploratórios.

Em janeiro de 2017, segundo Boletim da produção de petróleo e gás natural, da ANP, a Bacia do Recôncavo produziu 33.908 barris de petróleo e 2.357 milhões de m^3 de gás natural por dia, o equivalente a cerca de 1% da produção de petróleo nacional, e 2% do volume total

Distribuição da Produção de Gás Natural por Bacia

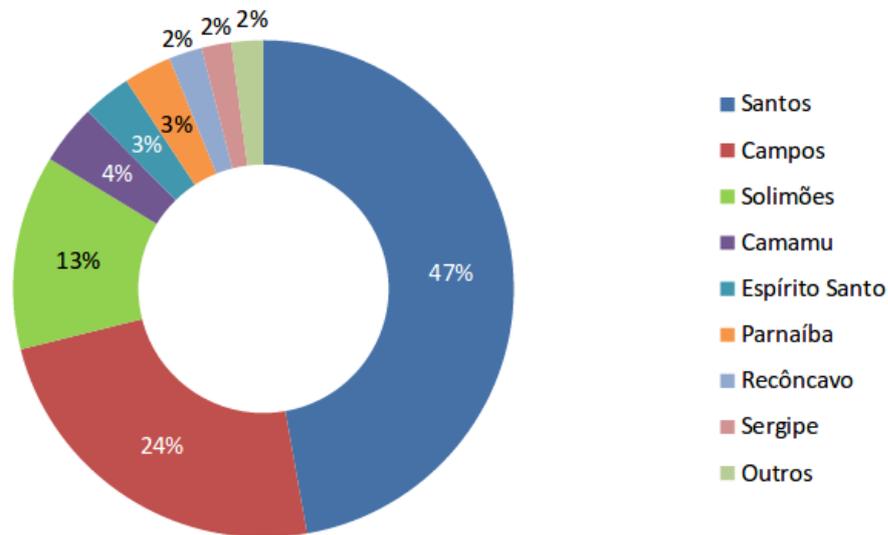


Figura 2.2: Produção de gás natural do Brasil por Estado. Retirado do Boletim da produção de petróleo e gás natural da ANP (2017)

Distribuição da Produção de Petróleo por Bacia

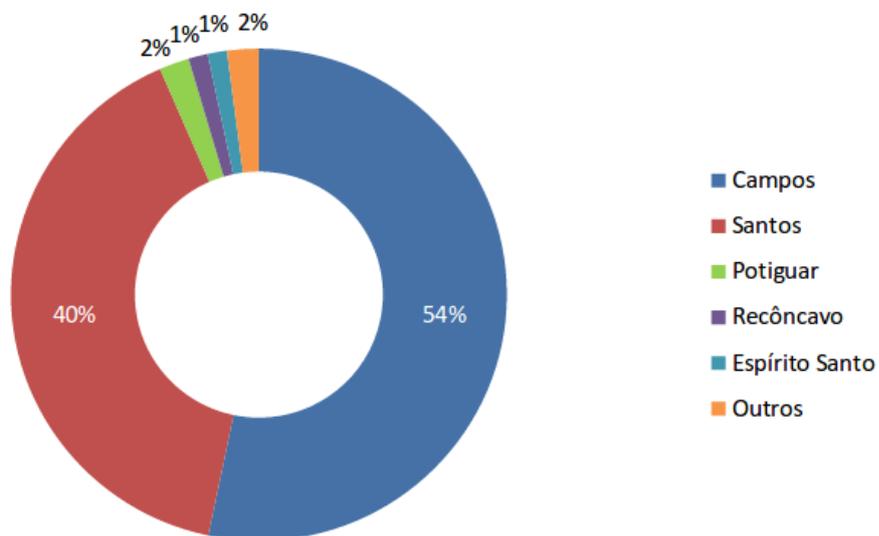


Figura 2.3: Produção de petróleo do Brasil por Estado. Retirado do Boletim da produção de petróleo e gás natural, ANP (2017)

uma área adjacente ao já existente e produtor Campo de Candeias. Na época o poço se mostrou surgente, produzindo dos folhelhos fraturados do Mb. Gomo da Fm. Candeias,

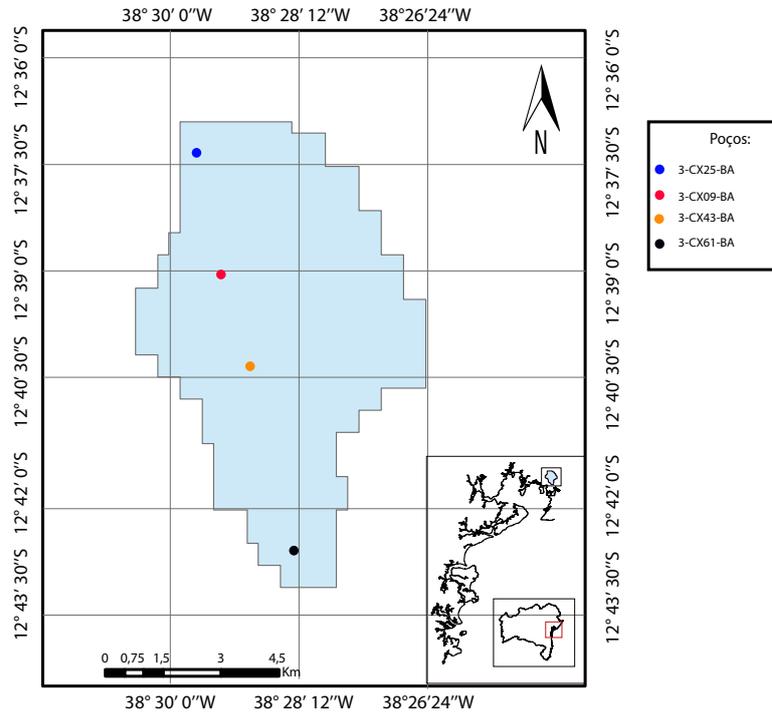


Figura 2.4: Localização do Campo de Cexis, representado pelo polígono em azul. Os poços 3-CX25-BA (ponto azul) e 3-CX61-BA (ponto preto) foram usados no presente trabalho. Não foi possível estimar o COT nos poços 3-CX09-BA e 3-CX-43-BA.

situação esta que perdurou por quase 20 anos.

Foram perfurados 102 poços no campo, sendo 42 deles produtores. O volume (*in place*), de petróleo e gás natural do Campo de Cexis é de 20,45 milhões de m^3 e 7.755 m^3 respectivamente, sendo gás o principal fluido. A produção de gás natural do Campo equivale a 2,6% da produção total do Estado da Bahia (Figura 2.5)

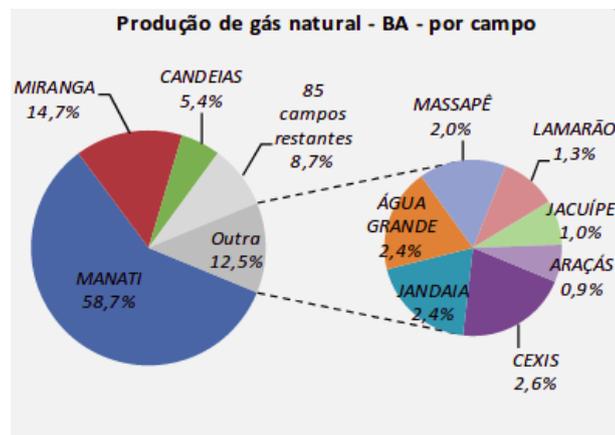


Figura 2.5: Produção de gás natural por Campo na Bahia. Retirado do Boletim da produção de petróleo e gás natural, ANP (2017)

Capítulo 3

Efeitos Causados Pela Matéria Orgânica nas Diferentes Ferramentas da Perfilagem

A importância de quantificar a matéria orgânica das rochas geradoras, impulsionou uma nova linha de estudos na perfilagem no final do século passado: o cálculo do COT através dos perfis geofísicos de poços.

Algumas propriedades da matéria orgânica incluem elevados valores de GR, associados às maiores concentrações de urânio. As menores densidades da matéria orgânica implicam em leituras mais baixas no perfil de densidade (ρ_B) e maiores na curva do tempo de trânsito compressional (Δt). A contagem de hidrogênio também sofre um aumento em zonas geradoras, que influencia a leitura do perfil neutrônico (ϕ_N).

3.1 Perfil de Raios Gama

Os valores anormalmente altos no perfil GR, quando não estão relacionados a anomalias locais, podem indicar uma rocha rica em matéria orgânica, razão pela qual a curva de raios gama é bastante usada na identificação de possíveis rochas geradoras (Beers, 1945). Análises feitas atribuíram os valores anômalos de radioatividade à presença do urânio associado ao material orgânico (Swanson, 1960).

(Schmoker, 1981) propôs uma relação entre a intensidade total do GR e a quantidade de matéria orgânica em folhelhos do Devoniano na Bacia dos Apalaches. As interpretações se limitavam aos poços próximos, não sendo possível cruzar grandes regiões (Schmoker, 1981). Notou ainda que as estimativas utilizando seu método eram consideravelmente menores que as laboratoriais em algumas regiões da bacia. Desse modo, o

método não pôde ser generalizado.

Com o surgimento das ferramentas de raios gama espectral, as quais também medem separadamente os canais de K, Th e U, cresceu o número de pesquisas que usam estas ferramentas para quantificar a matéria orgânica em rochas geradoras. Por conta da relação empírica entre a matéria orgânica e o urânio swanson1960oil, esperava-se que utilizando o GR espectral a identificação de rochas fonte e as estimativas de COT fossem diretas e simples. Todavia ainda não existe uma relação universal entre a contagem específica de urânio e a quantidade de matéria orgânica. Ainda assim, quando disponível, esta ferramenta possui um valor significativo na interpretação.

3.2 Perfil de Resistividade

Por conta dos complexos e nem sempre compreendidos processos físicos que ocorrem nos folhelhos, estimar o teor de matéria orgânica através das respostas dos perfis resistivos foi a menos aplicada das técnicas.

(Nixon, 1973) e (Schmoker e Hester, 1989) observaram um aumento significativo nas leituras dos perfis de indução relacionado com a geração de hidrocarbonetos (não condutores) que não sofreram migração primária e permaneceram na rocha fonte.

(Murray Jr, 1968) observou que o folhelho Bakken, na Bacia de Williston, apresentava algumas anomalias nas curvas de GR, sônico, neutrônico e resistividade. (Meissner, 1991) fez algumas considerações a respeito do folhelho Bakken, dentre elas a de que o aumento no tempo de trânsito compressional deveria indicar a presença de matéria orgânica (de baixa densidade), e a de que o aumento considerável da resistividade na porção mais profunda do folhelho indicaria uma interface entre um bloco inferior maduro (elevada resistividade) e uma porção superior imatura (menor resistividade), dentro da mesma formação. Este contraste de resistividade se dá por conta da presença do hidrocarboneto preenchendo parte do espaço poroso, além da água da formação. Meissner não propôs uma forma de quantificar a matéria orgânica. Valendo-se das informações obtidas nos perfis de resistividade e sônico apenas para mapear a localização de rochas relativamente ricas em componentes orgânicos.

A resistividade aumenta devido à fração de hidrocarbonetos gerados e aprisionados nos poros da própria rocha fonte, e dessa forma, o perfil de resistividade pode ser usado para avaliar a maturidade da rocha geradora. Caso a rocha não tenha atingido temperatura e pressão suficientes para gerar o hidrocarboneto, a matéria orgânica ainda sólida não será notada pelo perfil de indução, por exemplo, por ainda fazer parte da matriz.

3.3 Perfil de Densidade

Considerando a menor densidade da rocha rica em matéria orgânica, em relação às densidades das rochas de seu entorno, foi proposta uma técnica que buscava estimar o teor de COT das rochas geradoras com base nas medidas do perfil de densidade schmoker1979determination. Ele afirmou que a curva de densidade é mais difundida e um pouco mais precisa do que o método desenvolvido por ele de raios gama (citado anteriormente). Todavia, como a ferramenta de medida de densidade realiza suas leituras encostada na parede do poço, isto torna suas leituras mais sensíveis à rugosidade do poço e faz com que o método seja um tanto quanto mais impreciso e sujeito a falhas, quando há grandes irregularidades nas paredes do poço. Deve-se, portanto, avaliar o calíper antes de aplicar esta técnica, para validá-la ou não.

Como as medidas de densidade podem também ser afetadas pela presença de minerais pesados, como a pirita, correções específicas precisam ser realizadas para que o cálculo do COT seja mais próxima do valor real schmoker1983organic.

3.4 Perfil Sônico

O tempo de trânsito compressional medido em rochas geradoras de hidrocarbonetos são mais longos quando comparados à folhelhos pobre em componentes orgânicos, por exemplo, isso se deve à baixa densidade da matéria orgânica, normalmente entre 1,1 e 1,2 g/cm^3 myers1992determining.

Dessa forma, pode-se identificar possíveis rochas fonte através de uma análise do perfil sônico, pois a diminuição da velocidade de propagação das ondas nestas rochas torna as leituras maiores no perfil. É necessário, para minimizar os erros, identificar os saltos de ciclo, que alteram as leituras, aumentando os valores.

3.5 Combinação dos Perfis Sônico e GR

(Dellenbach, Espitalie e Lebreton, 1983) desenvolveu uma técnica para calcular a quantidade de matéria orgânica usando uma combinação entre o perfil de raios gama e o perfil sônico.

A técnica se baseia no cálculo de um parâmetro, $I - x$, o qual se relacionaria linearmente com o montante do material orgânico, dependente dos perfis de raios gama e sônico.

O método mostra as rochas geradoras com altas leituras no perfil de raios gama e longos tempos de trânsito compressional, por conta da matéria orgânica pouco densa e de baixa velocidade.

Esta técnica obtém boa correlação entre o $I - x$ e a quantidade de matéria orgânica, entretanto deve-se realizar uma calibração com amostras das rochas geradoras para usá-lo em outras regiões ou bacias, a fim de se determinar o COT quantitativamente.

Nos anos seguintes (Autric e Dumesnil, 1984; Autric e Dumesnil, 1985) adicionaram um novo fator dependente da resistividade ao parâmetro $I - x$ da técnica de (Dellenbach, Espitalie e Lebreton, 1983). Tal fator seria incorporado com o propósito de se separar as rochas que geraram hidrocarbonetos (maduras) das rochas que possuem matéria orgânica apenas na matriz (imaturas). Os valores de resistividade foram usados apenas qualitativamente para estabelecer a separação entre as rochas geradoras maduras e imaturas, após efetuada a calibração para o método.

3.6 Combinação dos Perfis de Resistividade e Porosidade

O uso da resistividade para avaliação de rochas geradoras de petróleo varia desde uma simples razão entre resistividades de diferentes folhelhos à complexas relações entre os perfis de indução e os de raios gama meyer1984identification, autric1984diagraphies, autric1985resistivity. Na bacia de Denver, a Formação Niobara possui respostas de resistividade que possuem boa relação com a maturidade, obtida através da reflectância da vitrinita.

Uma técnica que relaciona os perfis de indução, densidade e sônico foi introduzida por (Meyer e Nederlof, 1984). O método não se propõe, contudo, à quantificar a matéria orgânica presente nas rochas, apenas avalia e classifica as rochas como fonte e não fonte. A técnica usa combinações da resistividade com o densidade (ρ_B) ou o sônico (Δt). Altos valores de resistividade indicam a presença de hidrocarbonetos no espaço poroso e a baixa densidade ou longos tempos de trânsito compressional apontam à presença de matéria orgânica, consequentemente, rochas fonte.

Para quantificar a quantidade de matéria orgânica nas rochas geradoras (Mendelson e Toksoz, 1985) aplicaram a regressão multivariada. Em seu estudo determinaram um modelo físico a fim de avaliar as respostas geofísicas relativas às propriedades das rochas geradoras. Eles trataram a matéria orgânica como um componente da rocha e calcularam as respostas dos perfis como uma função do conteúdo orgânico ao longo do poço.

Assumiram que os perfis sônico, de densidade e o neutrônico são influenciados pelo sedimento rico em matéria orgânica por conta de diferentes propriedades físicas. Com base na hipótese de (Meissner, 1991), trataram a resistividade como um fator qualitativo para estimar a maturidade, mas não como um indicador do COT.

O método foi baseado em regressões multivariadas, algumas delas entre o COT (medido em laboratório) e apenas as respostas de uma ou duas ferramentas, ou usando equações para

obter parâmetros que calculassem constantes para relacionar a leitura de todos os perfis com o teor de COT. As equações geradas ficam como a equação (3.1), porém, não devam ser consideradas universais, sendo específicas para o local onde foram desenvolvidas.

$$COT = -0,099\Delta t + 0,381\phi_N - 6,244\rho_B + 0,059GR + 10,71 \quad (3.1)$$

onde Δt é a resposta do perfil sônico, ϕ_N do perfil neutrônico, ρ_B do perfil densidade e GR do perfil de raios gama.

Na equação 3.1, mendelson1985petroleum, os valores das constantes foram obtidos através da regressão e calculam com relativa precisão o teor de orgânicos nos poços de Kimmeridge, na Inglaterra.

No Brasil, (Abrahao e Warne, 1990) usaram uma combinação de perfis para identificar (apenas qualitativamente) as geradoras lacustres do Cretáceo, na bacia de Campos.

Boa relação empírica entre uma combinação dos perfis de raios gama espectral, densidade, sônico, resistividade e o conteúdo orgânico e a maturidade foi demonstrada no norte da Alemanha mann1988source.

(Flower et al., 1983) propôs um método de rápida avaliação de possíveis rochas fontes de hidrocarbonetos qualitativa, valendo-se de informações dos perfis de indução e tempo de trânsito. Outro trabalho semelhante foi proposto por (Sinclair, 1988), que visava apenas identificar as rochas geradoras, não quantificando o COT. Esta preocupação com a estimativa viria seria publicada dois anos mais tarde no trabalho de (Passey, Creaney, Kulla, Moretti e Stroud, 1990).

Capítulo 4

Estimativa do COT nas Rochas Geradoras do Campo de Cexis

Os folhelhos da Formação Candeias no Campo de Cexis possuem teores de COT relativamente baixos para rochas geradoras (em torno de 1%). Os métodos escolhidos para a avaliação da quantidade de matéria orgânica das rochas fonte da bacia do Recôncavo foram as técnicas desenvolvidas por (Passey, Creaney, Kulla, Moretti e Stroud, 1990) e por (Myers e Jenkyns, 1992).

(Myers e Jenkyns, 1992) propuseram um cálculo simples do COT baseando-se nas proporções volumétricas dentro da rocha geradora, usando apenas o perfil de densidade. O trabalho de (Passey, Creaney, Kulla, Moretti e Stroud, 1990) é o mais renomado quando se trata de estimar o teor de carbono orgânico total através da perfilagem. Usando apenas o perfil de densidade, (Myers e Jenkyns, 1992) propuseram um cálculo simples do COT baseando-se nas proporções volumétricas dentro da rocha geradora.

Os métodos citados foram aplicados nos poços 3-CX-0025-BA e 3-CX-0061-BA, do Campo de Cexis, produtores principalmente de gás.

4.1 Técnica de (Passey, Creaney, Kulla, Moretti e Stroud, 1990)

A fim de estimar o COT com relativa precisão, (Passey, Creaney, Kulla, Moretti e Stroud, 1990) criaram uma metodologia denominada $\Delta\log R$, com base nas respostas do perfil de tempo de trânsito compressional e de resistividade profunda, frente às rochas ricas em matéria orgânica.

A técnica, de prática e simples aplicação, faz uso da superposição dos dois perfis, convenientemente escalados, de modo que quando a rocha não apresenta matéria orgânica as

duas curvas mantêm-se como que paralelas, respondendo apenas aos efeitos causados pelo aumento ou pela diminuição de porosidade. A afastamento entre as curvas indica a presença da matéria orgânica.

Desse modo as medidas realizadas em rochas geradoras de hidrocarbonetos irão separar as curvas devido às diferentes respostas dos perfis: o intervalo de tempo de trânsito aumentará, devido a presença da matéria orgânica de baixa velocidade. Já a resistividade lida será maior por conta dos fluidos da formação stinco2001introduccion.

A escala que relaciona o tempo de trânsito compressional à resistividade da formação é tal que cada intervalo de $50 \mu\text{s}/\text{pé}$ no perfil sônico deva corresponder a um ciclo logarítmico no perfil de resistividade.

Deve-se definir então uma linha base, por meio da sobreposição das curvas referentes a uma rocha de granulação fina não geradora. Desse modo as curvas irão divergir defronte a uma rocha com elevado teor de matéria orgânica. A dificuldade inicial, é a necessidade de se identificar um folhelho não gerador no poço e determinar novos valores na escala de tempo de trânsito e de resistividade de modo que, naqueles intervalos estéreis, as curvas se sobreponham. Estabelecidos os valores de linha base, a identificação das zonas ricas em hidrocarbonetos se torna simples, a partir da separação das curvas.

Os dois efeitos que causam a separação desejável das curvas são: (1) o perfil sônico responde à baixa densidade e baixa velocidade da matéria orgânica; e (2) o perfil de resistividade responde à presença do hidrocarboneto que preenche os poros da rocha (Figura 4.1). Essa separação é calculada e foi chamada de $\Delta\log R$.

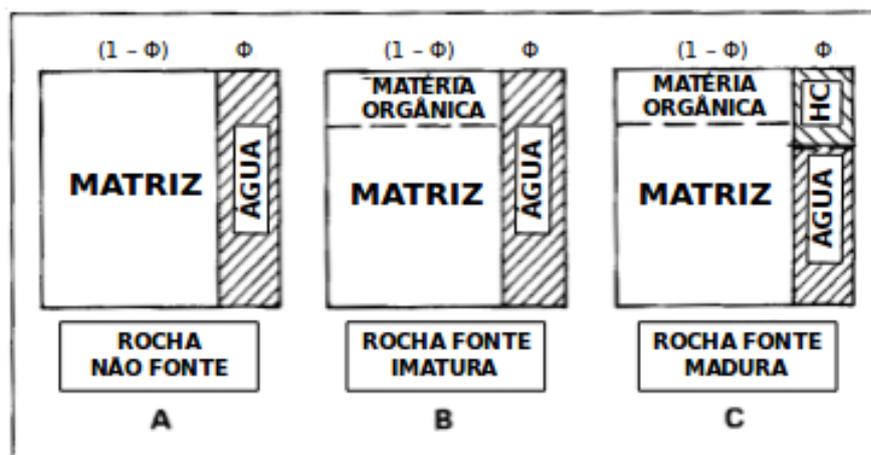


Figura 4.1: Modelos para rocha não fonte (A), rocha fonte imatura (B) e rocha fonte madura (C). A diferença entre os modelos A e B está na presença de matéria orgânica na matriz. Em C, além da matéria orgânica sólida, tem-se o hidrocarboneto gerado na parte porosa

A expressão algébrica para o cálculo do $\Delta \log R$ usando o perfil sônico e o perfil de resistividade é dada por:

$$\Delta \log R = \log_{10}(R/R_{linhabase}) + 0,02(\Delta t - \Delta t_{linhabase}) \quad (4.1)$$

onde $\Delta \log R$ é a separação entre as curvas medida em ciclos logarítmicos, R é a resistividade lida no perfil, $R_{linhabase}$ é a resistividade no intervalo onde as curvas coincidem. O mesmo ocorre para o perfil sônico: Δt é a medida lida no perfil e $\Delta t_{linhabase}$ é o valor estabelecido como sendo o intervalo de tempo de trânsito correspondente à rocha de granulação fina não geradora.

Existe uma relação linear entre a separação das curvas e o carbono orgânico total, em função da maturidade (LOM). Quanto maior é o LOM mais madura é a rocha.

Para determinar o LOM, é necessário se estabelecer uma relação linear entre o COT (medido em laboratório) e a separação $\Delta \log R$. A regressão pode ser feita com o auxílio de um gráfico como o mostrado na figura 4.2.

Calculadas as separações entre as curvas ($\Delta \log R$) e com o auxílio dos valores de COT é possível determinar um nível de maturidade para os folhelhos. Ainda que o valor adotado para a maturidade não seja o real, as variações verticais entre o teor orgânico das rochas serão bem representadas ao longo do poço, logo, pode-se identificar as zonas ricas em matéria orgânica qualitativamente, sem que haja precisão na estimativa do COT.

A equação empírica para calcular o COT em rochas ricas em matéria orgânica a partir dos valores de $\Delta \log R$ é:

$$COT = (\Delta \log R) \cdot 10^{(2,297 - (0,1688 \cdot LOM))} \quad (4.2)$$

onde o COT é o teor de carbono orgânico total e LOM (*level of organic metamorphism*) representa a maturidade.

O método permite que o perfil sônico seja substituído pelo perfil neutrônico ou do perfil de densidade, comparando-os ao perfil resistivo, porém os melhores resultados foram obtidos com o uso do perfil sônico, talvez por este ser menos influenciado pelas condições de rugosidade do poço que o densidade e o neutrônico.

Para a utilização do ϕ_N ou do ρ_B no lugar do Δt é preciso reajustar as expressões, além de rever as escalas equivalentes à um ciclo logarítmico, no perfil de resistividade. A expressão para aplicação da técnica usando o perfil densidade é dada pela equação 4.3

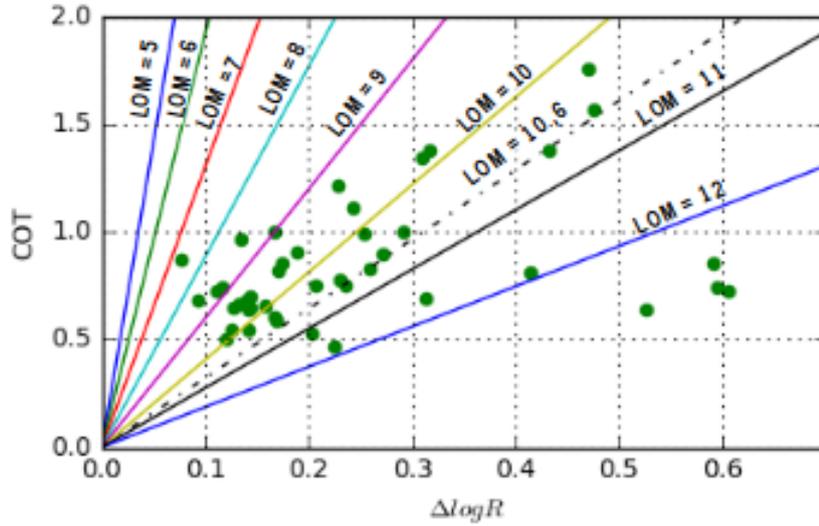


Figura 4.2: Gráfico de COT por $\Delta\log R$ utilizado para estimar o valor de LOM a ser utilizado na técnica. As retas de diferentes cores representam as maturidades variando de LOM=5 à LOM=12. Os pontos verdes representam os valores usados para encontrar o LOM adotado para o poço 3-CX-0025-BA (10,6)

$$\Delta\log R_{Den} = \log_{10}(R/R_{linhabase}) - 2,5 \cdot (\rho_B - \rho_{Blinhabase}) \quad (4.3)$$

onde $\Delta\log R_{Den}$ representa a separação entre as curvas de densidade e resistividade. Como a densidade diminui com o aumento da quantidade de matéria orgânica espera-se que o $\rho_{Blinhabase}$ seja maior que o ρ_B medido na rocha, por conta disso, o sinal que soma o afastamento das curvas passa a ser negativo. A constante 2,5 representa a relação de um ciclo logarítmico para cada intervalo de $0,4 \text{ g/cm}^3$ no perfil de densidade.

A equação 4.4 evidencia o cálculo quando usado o perfil neutrônico, nesse caso a escala adotada é que para cada intervalo de 0,25 no perfil neutrônico seja equivalente a um ciclo logarítmico.

$$\Delta\log R_{Neu} = \log_{10}(R/R_{linhabase}) + 4,0 \cdot (\phi_N - \phi_{Nlinhabase}) \quad (4.4)$$

Sendo assim, mede-se o afastamento entre as curvas em todo o perfil, após estabelecidos os parâmetros de linha base. Não é necessário que as curvas se sobreponham literalmente em todo intervalo determinado, apenas que elas estejam próximas, de modo que faça-se possível reconhecer o afastamento, indicativo da presença da matéria orgânica.

Não é apenas frente a rochas ricas em matéria orgânica que as curvas de afastarão. É necessário interpretar as separações, de modo a identificar os possíveis enganos e evitar estimativas elevadas de COT em rochas ígneas ou num reservatórios, por exemplo.

4.1.1 Separações indesejadas

As principais causas de afastamento não desejáveis foram identificadas por Passey e estão descritas abaixo, de forma que o intérprete possa excluir tais intervalos dos cálculos de COT.

Reservatórios

Separações das curvas em reservatórios de hidrocarbonetos observadas no $\Delta \log R$, podem ser descartadas com a curva dos raios gama e diferenciadas das zonas de folhelhos geradores. Os afastamentos entre as curvas indicado na figura 4.3 nas zonas B, D e G devem ser desconsiderados das estimativas de COT.

Rugosidade do Poço

Más condições de poço, principalmente rugosidades, ocasionam erros nas medidas de grande parte das ferramentas utilizadas na perfilagem. Em poços onde ocorram muitas separações entre os perfis de resistividade e porosidade é importante se analisar onde ocorreram problemas verificando-se a curva do cáliber, de modo que possam eliminar as separações referentes. Saltos de ciclo podem ser observados em zonas que tenham sido fortemente desmoronadas, todavia deve-se ter cuidado para diferenciar saltos de ciclos de zonas de carvão (os tempos de trânsito para os saltos de ciclo normalmente excedem os intervalos de Δt de zonas de carvão).

Sedimentos Não Compactados

Sedimentos não compactados estão diretamente relacionados a maiores intervalos de tempo de trânsito compressional, causados pela atenuação. A correspondência entre as curvas não é tão boa e quando os valores lidos no perfil sônico ultrapassam $150\mu\text{s}/\text{pé}$, a separação $\Delta \log R$ deve ser desconsiderada. Nesse contexto, cabe salientar o cuidado a ser tomado pelo intérprete quando se trata de sedimentos recentes e pouco compactados.

Rochas Ígneas ou Impermeáveis

Quando a porosidade da rocha é menor que 4%, a resistividade aumenta bastante devido a ausência de fluido condutor. O tempo de trânsito medido é geralmente próximo a $50\mu\text{s}/\text{pé}$, e dessa forma, as duas curvas se deslocarão para a direita. Contudo estes intervalos podem estar relacionados à grandes separações, como na zona K da figura 4.3.

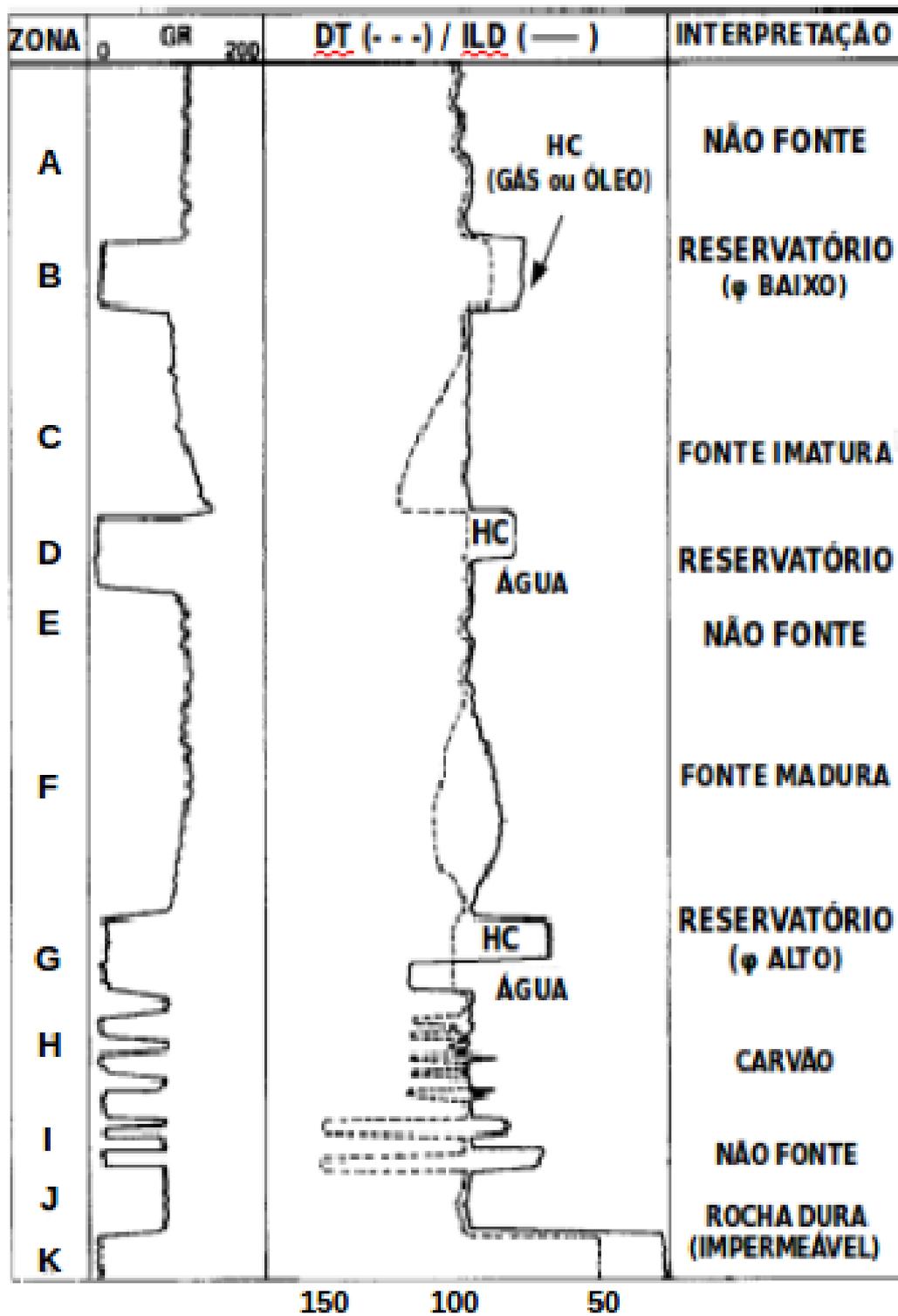


Figura 4.3: Guia para interpretação de separações $\Delta \log R$. Adaptado de (Passey, Creaney, Kulla, Moretti e Stroud, 1990)

Rochas ígneas, tanto intrusivas quanto extrusivas, estão normalmente relacionadas à grandes separações $\Delta \log R$, onde a resistividade varia a depender da composição mineralógica.

Em ambos os casos, pacotes com grandes separações devido às rochas muito compactadas ou rochas ígneas são descartados com base em seus baixos tempos de trânsito e GR.

Evaporitos

A resistividade em intervalos maciços de evaporitos é comumente alta, o que resulta em separações anômalas e altos valores de $\Delta \log R$. Estes intervalos são facilmente identificados devido ao comportamento constante e de valores conhecidos em todas as ferramentas.

4.1.2 Resultados

Para a aplicação da técnica $\Delta \log R$ se faz necessário definir primeiramente o LOM, obtido com o auxílio do gráfico 4.2, igual a 10,6 (curva tracejada) e, posteriormente a escolha do intervalo no qual deve ocorrer o alinhamento entre as curvas, que deve ser um folhelho não gerador.

No poço 3-CX-0025-BA o intervalo escolhido para o alinhamento foi entre 1525m e 1560m referente ao Mb. Pitanga. Os valores de linha base escolhidos foram $R_{linhabase} = 2\text{ohm.m}$ e $\Delta t_{linhabase} = 85\mu\text{s/pé}$, fazendo com que a equação 4.1 passe a:

$$\Delta \log R = \log_{10}(R/2) + 0,02(\Delta t - 85) \quad (4.5)$$

Desse modo, os valores calculados através da equação (4.5) foram usados para estimar o COT no poço. O erro residual padrão (RSE) foi de 0,388.

No poço 3-CX-0061-BA o valor da linha base do perfil sônico foi mantido ($\Delta t_{linhabase} = 85\mu\text{s/pé}$) e a resistividade ($R_{linhabase}$) foi adotada como 2,5 *ohm.m*. Dessa forma, com os novos valores adotados para a linha base a expressão 4.1 será escrita como a expressão 4.6.

$$\Delta \log R = \log_{10}(R/2,5) + 0,02(\Delta t - 85) \quad (4.6)$$

Para o poço 3-CX-0061-BA o erro residual padrão (RSE) para os valores estimados de COT foi 0,401.

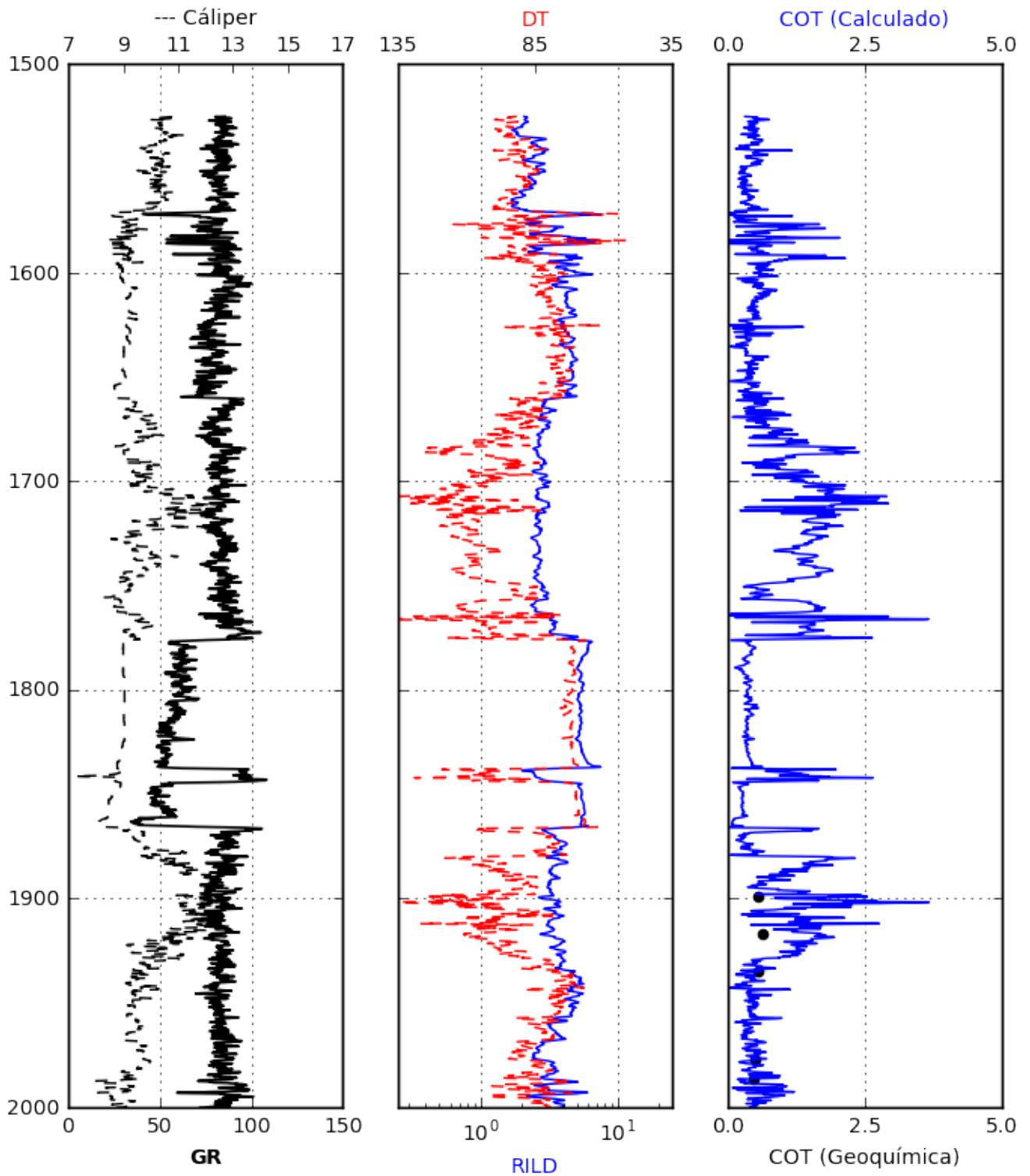


Figura 4.4: Poço 3-CX-0025-BA, na esquerda as curvas de GR (em negrito) e Cáliper (pontilhada), no centro o perfil sônico em vermelho e o de resistividade em azul e na direita, a curva em azul representa o COT calculado pela técnica de (Passey, Creaney, Kulla, Moretti e Stroud, 1990), e os pontos pretos representam as três medidas geoquímicas realizadas em trecho do poço com valores de cáliper entre 11 e 13 polegadas.

4.1.3 Interpretação

3-CX-0025-BA

Entre as profundidades de 1500 e 2000 metros no poço 3-CX-0025-BA pode-se notar como as curvas do perfil de indução e do sônico têm um comportamento parecido (Figura 4.4). Observa-se ainda o quanto o desmoronamento afeta as leituras do perfil sônico, nos intervalos com valores de cálipe próximos a 13 polegadas.

Há entre 1900m e 2000m, ainda na figura 4.4, cinco medidas laboratoriais de COT, de dados geoquímicos, identificados pelos pontos pretos na terceira coluna. Os dois superiores diferem do COT calculado pela técnica do $\Delta\log R$, provavelmente afetados pelo desmoronamento, porém os 3 pontos mais próximos à profundidade de 2000m estão na mesma ordem de grandeza do valores obtidos em laboratório.

A figura 4.5 (poço 3-CX-0025-BA, intervalo de 2000 a 2300m) evidencia o comportamento método $\Delta\log R$ em prever o teor de carbono orgânico da rocha, obtendo valores semelhantes mesmo para valores pequenos de COT, como aqueles observados no Campo de Cexis (menores que 2%).

3-CX-0061-BA

De maneira análoga, no poço 3-CX-0061-BA, onde foram realizadas as estimativas do teor de carbono orgânico total baseadas na separação dos perfis (coluna central da Figura 4.6), nota-se que os valores calculados de maneira geral se aproximam dos teores medidos através dos métodos geoquímicos.

As figuras 4.7 e 4.8 indicam a boa correlação entre os valores de COT calculados através do método $\Delta\log R$ em ambos os poços (3-CX-0025-BA e 3-CX-0061-BA). Observa-se ainda que os valores mais afastados da curva possuem leituras de GR relativamente baixas.

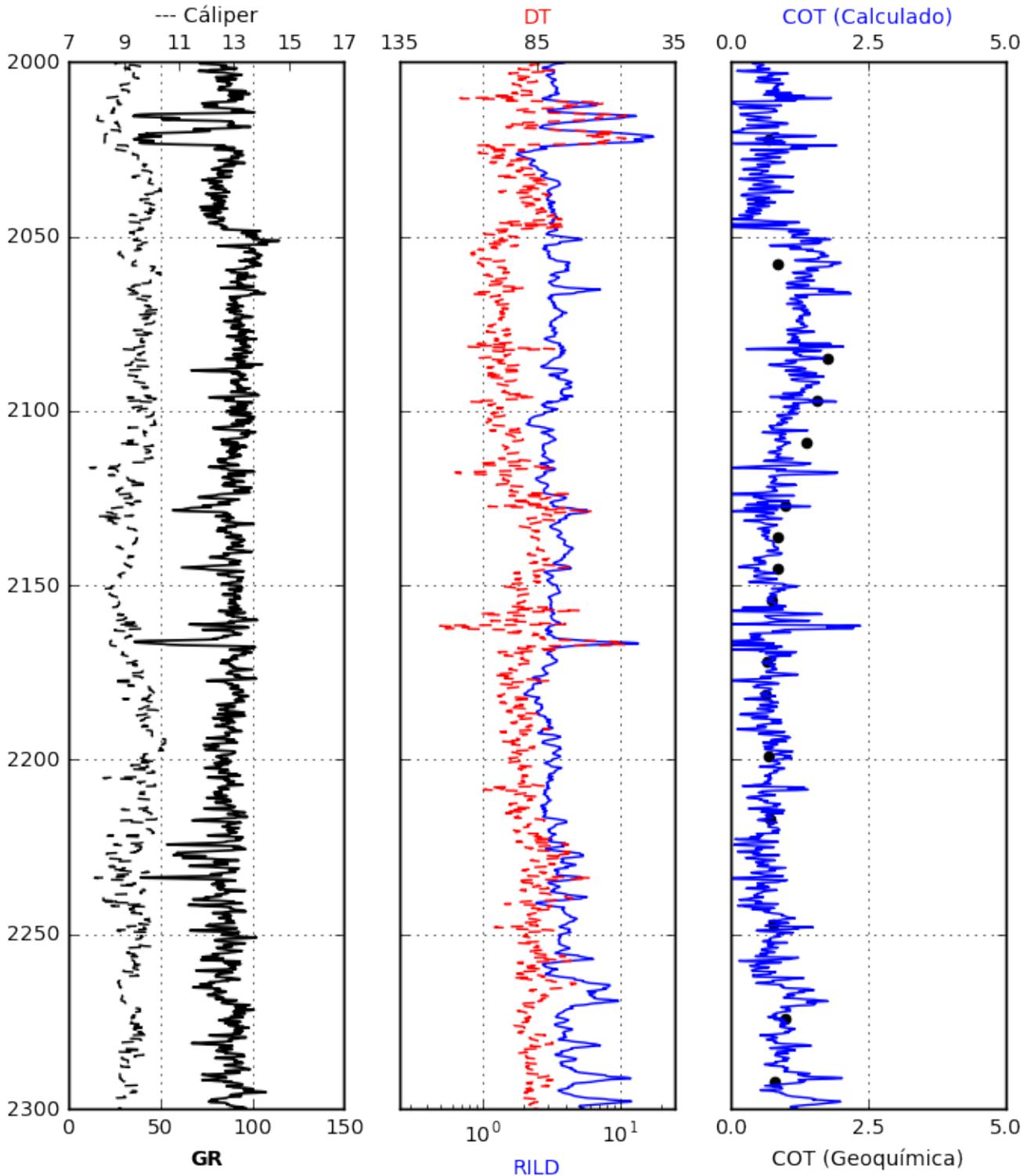


Figura 4.5: Poço 3-CX-0025-BA, na esquerda as curvas de GR (em negrito) e Cáliper (pontilhada), no centro o perfil sônico em vermelho e o de resistividade em azul e na direita, a curva em azul representa o COT calculado pela técnica de (Passey, Creaney, Kulla, Moretti e Stroud, 1990), e os pontos pretos representam as medidas geoquímicas laboratoriais (trecho entre 2050 e 2300 metros de profundidade), observando-se um padrão de coerência de magnitude entre os valores lidos e calculados.

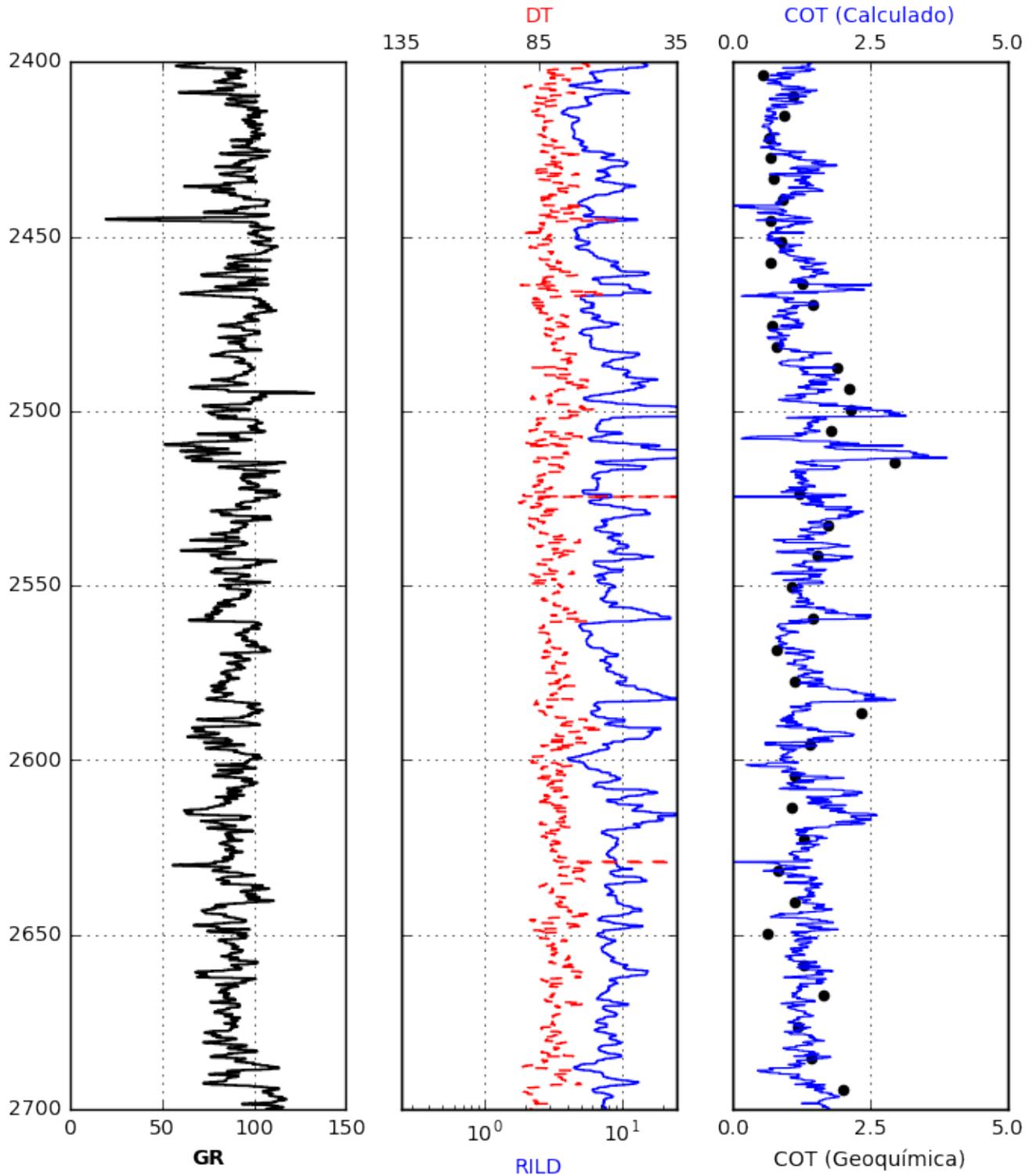


Figura 4.6: Poço 3-CX-0061-BA, na coluna da esquerda a curva de GR, na coluna central o perfil sônico em vermelho e o de resistividade em azul e na coluna da direita, a curva em azul representa o COT calculado pela técnica de (Passey, Creaney, Kulla, Moretti e Stroud, 1990), e os pontos pretos representam as medidas geoquímicas laboratoriais (trecho entre 2400 e 2700 metros de profundidade), observando-se uma correlação entre os teores de COT estimados e os obtidos na geoquímica.

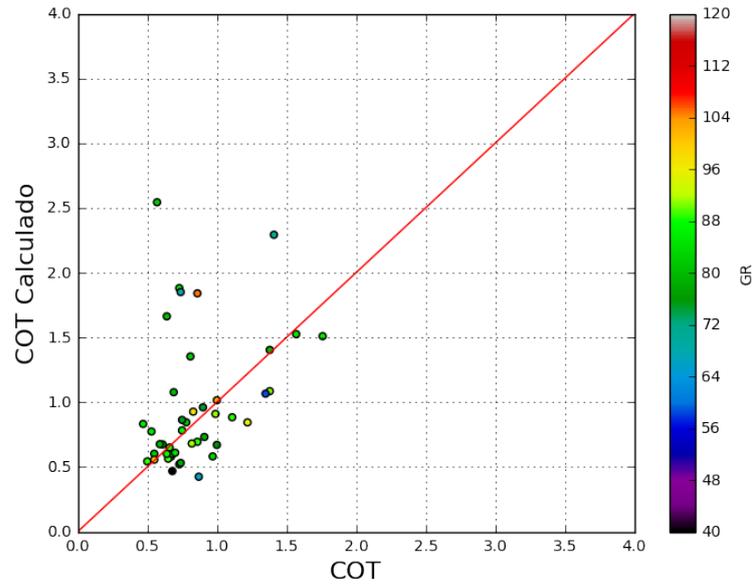


Figura 4.7: Correlação entre os teores de COT laboratoriais e calculados através da técnica proposta por (Passey, Creaney, Kulla, Moretti e Stroud, 1990) no poço 3-CX-0025-BA. A escala em cores indica as medidas de raios gama dos pontos.

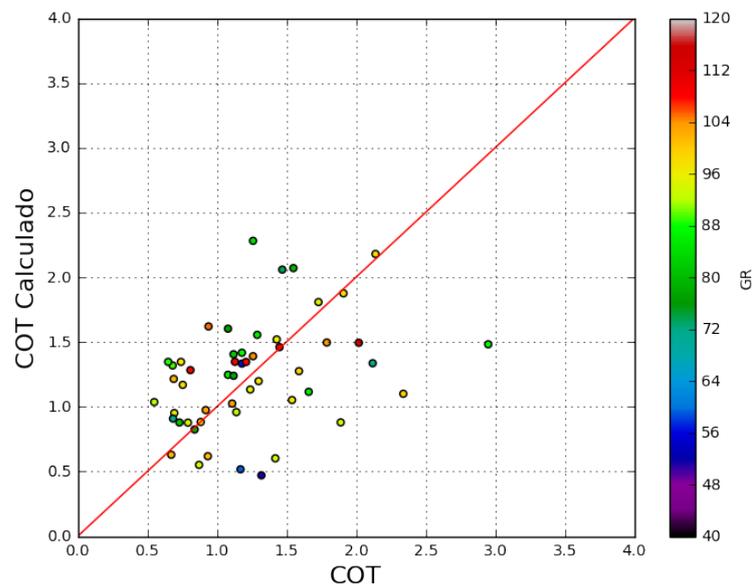


Figura 4.8: Correlação entre os teores de COT laboratoriais e calculados através da técnica proposta por (Passey, Creaney, Kulla, Moretti e Stroud, 1990) no poço 3-CX-0061-BA. A escala em cores indica as medidas de raios gama dos pontos.

4.2 Técnica de (Myers e Jenkyns, 1992)

Diversos estudos foram realizados correlacionando o perfil de densidade em rochas geradoras e o COT. Dentre eles destacam-se os desenvolvidos por (Schmoker e Hester, 1989) e por (Myers e Jenkyns, 1992). Escolheu-se aplicar o último por ser mais recente e de simples aplicação.

A técnica consiste em calcular a contribuição percentual da matéria orgânica na resposta do perfil de densidade. Pressupõe-se que a rocha geradora seja igual à rocha não geradora, usando-se a diferença entre as respostas para calcular o efeito da presença do querogênio. Quanto maior for a quantidade de material orgânico na rocha, menor será a sua densidade, logo, considera-se que qualquer diminuição na curva de ρ_B se deva a presença da matéria orgânica.

O perfil de densidade pode ser afetado pela rugosidade, dessa forma, é de extrema importância a análise do calíper, para que se tenha um parâmetro de qualidade da estimativa. Minerais pesados, a exemplo da pirita ($\rho \cong 5 \text{ g/cm}^3$), podem mascarar o efeito da matéria orgânica e devem ser levados em consideração nos cálculos.

Diferentemente da técnica do $\Delta \log R$, o método de (Myers e Jenkyns, 1992) não mensura a maturidade da rocha. Estima-se o teor de carbono orgânico porém não avalia se a rocha atingiu temperatura e pressão suficientes para gerar hidrocarbonetos.

Segundo os referidos autores a diferença entre uma rocha não fonte (isenta de matéria orgânica) e uma rocha fonte imatura está no fato de que a porção orgânica encontra-se inserida apenas na matriz, na rocha fonte.

4.2.1 Resultados

De forma semelhante à técnica de (Passey, Creaney, Kulla, Moretti e Stroud, 1990), deve-se adotar um valor de densidade média num intervalo de folhelho não gerador (ρ_{ns}), o qual será usado para calcular a fração porosa preenchida por fluido (ϕ_{fl}) através da equação 4.7:

$$\phi_{fl} = \frac{\rho_{ns} - \rho_{ma}}{\rho_{fl} - \rho_{ma}} \quad (4.7)$$

onde $\rho_{ma} = 2,7 \text{ g/cm}^3$ e $\rho_{fl} = 1,05 \text{ g/cm}^3$, representam a densidade da matriz e do fluido, respectivamente. Após definida a fração fluída da rocha, devemos estipular a fração correspondente ao querogênio (ϕ_{querog}), através da equação 4.8:

$$\phi_{querog} = \frac{\rho_B - \rho_{ns}}{\rho_{querog} - \rho_{ma}} \quad (4.8)$$

onde ρ_B é a densidade lida ponto a ponto no perfil e ρ_{querog} é a densidade do querogênio que deve ser 1,1 ou 1,2 g/cm^3 , nesse caso, escolheu-se 1,1 g/cm^3 , por se tratar de um querogênio do tipo I. prates2015sumario

Sendo assim, a equação 4.9 pode ser usada para estimar de maneira simples o COT da rocha geradora por meio do perfil de densidade.

$$COT = \frac{85 \cdot \rho_{querog} \cdot \phi_{querog}}{\rho_{querog} \cdot \phi_{querog} + \rho_{ma}(1 - \phi_{fl} - \phi_{querog})} \quad (4.9)$$

4.2.2 Interpretação

Aplicando-se os valores da curva de densidade do poço 3-CX-0025-BA nas equações 4.7, 4.8 e 4.9 pode-se chegar à uma estimativa do teor de COT em todo o poço. O valor médio determinado como a densidade da rocha não geradora (ρ_{ns}) foi de 2,45 g/cm^3 , lido do perfil de densidade no mesmo intervalo usado para ajustar as curvas na técnica de (Passey, Creaney, Kulla, Moretti e Stroud, 1990).

Nota-se ainda na figura 4.9 que o cálculo do COT no intervalo entre 1890 e 1920 metros está bastante afetado pelo desmoronamento do poço, segundo o cáliper. O perfil de densidade mostra diversos tipos de anomalias e fraturas reconhecidas por picos de baixas densidades, como mostrada logo acima de 1920 metros, ainda na figura 4.9.

No mesmo poço, entre 2400 e 2500 metros de profundidade, na figura 4.10, o cáliper está praticamente constante e ainda assim há muita variação na leitura do perfil de densidade, as quais podem ser indicativos de uma zona microfraturada(?) - folhelhos fraturados são considerados reservatórios não convencionais do campo e produzem gás. Outra possível explicação é a presença de gás, que diminui a densidade medida. Possíveis mineralizações, principalmente minerais pesados, podem gerar variações bruscas e indesejadas no comportamento do perfil.

No poço 3-CX-0025-BA, o método proposto por (Myers e Jenkyns, 1992) obteve um erro residual padrão (RSE) de 1,173; bastante alto em relação ao RSE do $\Delta \log R$, igual a 0,388.

O poço 3-CX-0061-BA por sua vez possui resultados mais coerentes por apresentar valores de densidade mais constantes. Os valores de COT calculados estão na mesma ordem de grandeza dos teores laboratoriais.

A determinação da densidade da rocha não geradora (ρ_{ns}) para o 3-CX-0061-BA foi realizada no folhelho da Fm. Maracangalha (entre 750m e 900m) e foi escolhido $\rho_{ns} = 2,68 g/cm^3$. Esse valor relativamente alto de densidade se deve à presença de minerais pesados

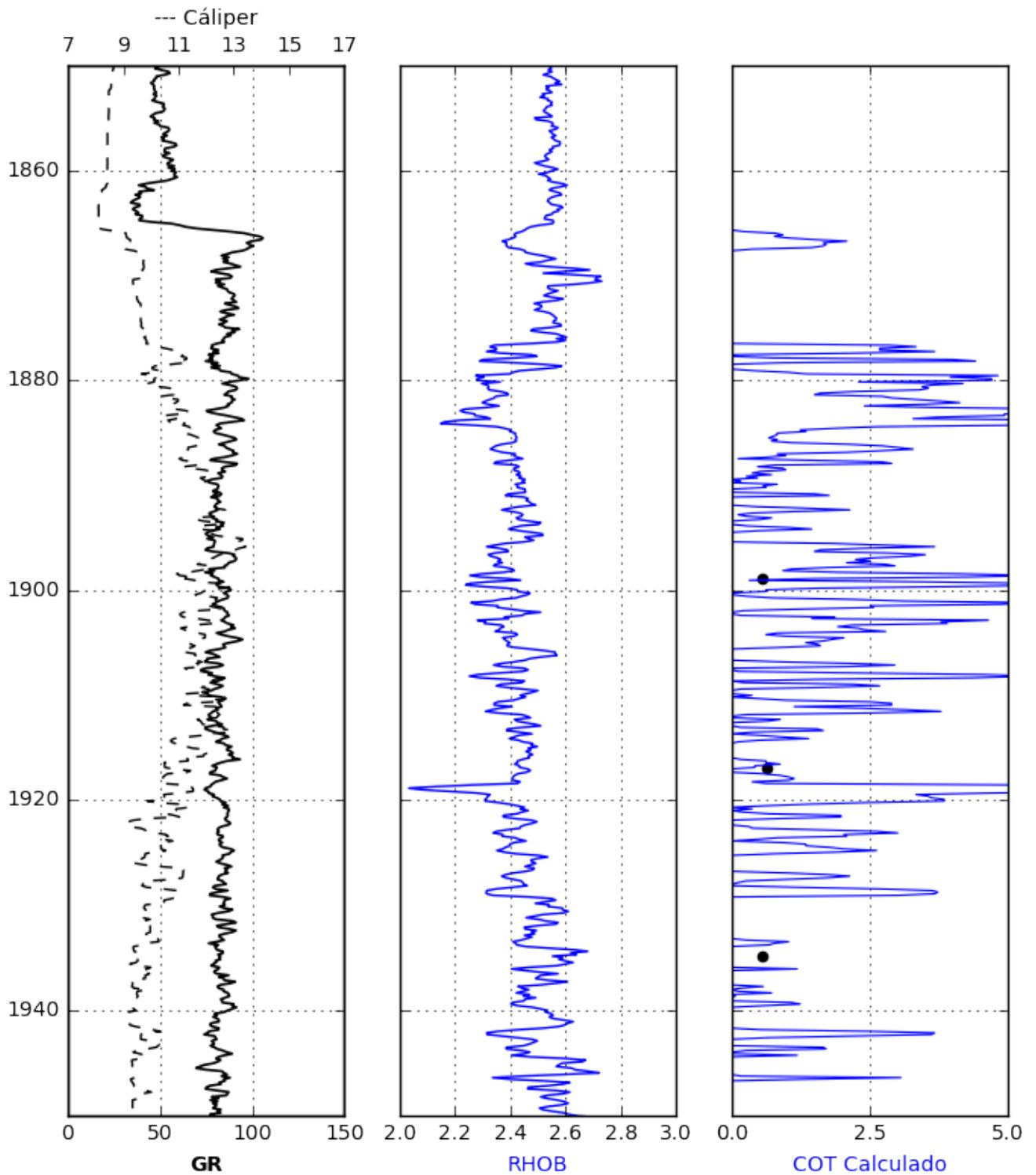


Figura 4.9: Poço 3-CX-0025-BA, na esquerda as curvas de GR (em negrito) e Cáliper (pontilhada), no centro o perfil de densidade e na direita, a curva em azul representa o COT calculado pela técnica de (Myers e Jenkyns, 1992), e os pontos pretos representam as medidas geoquímicas laboratoriais (trecho entre 1850 e 1950 metros de profundidade)

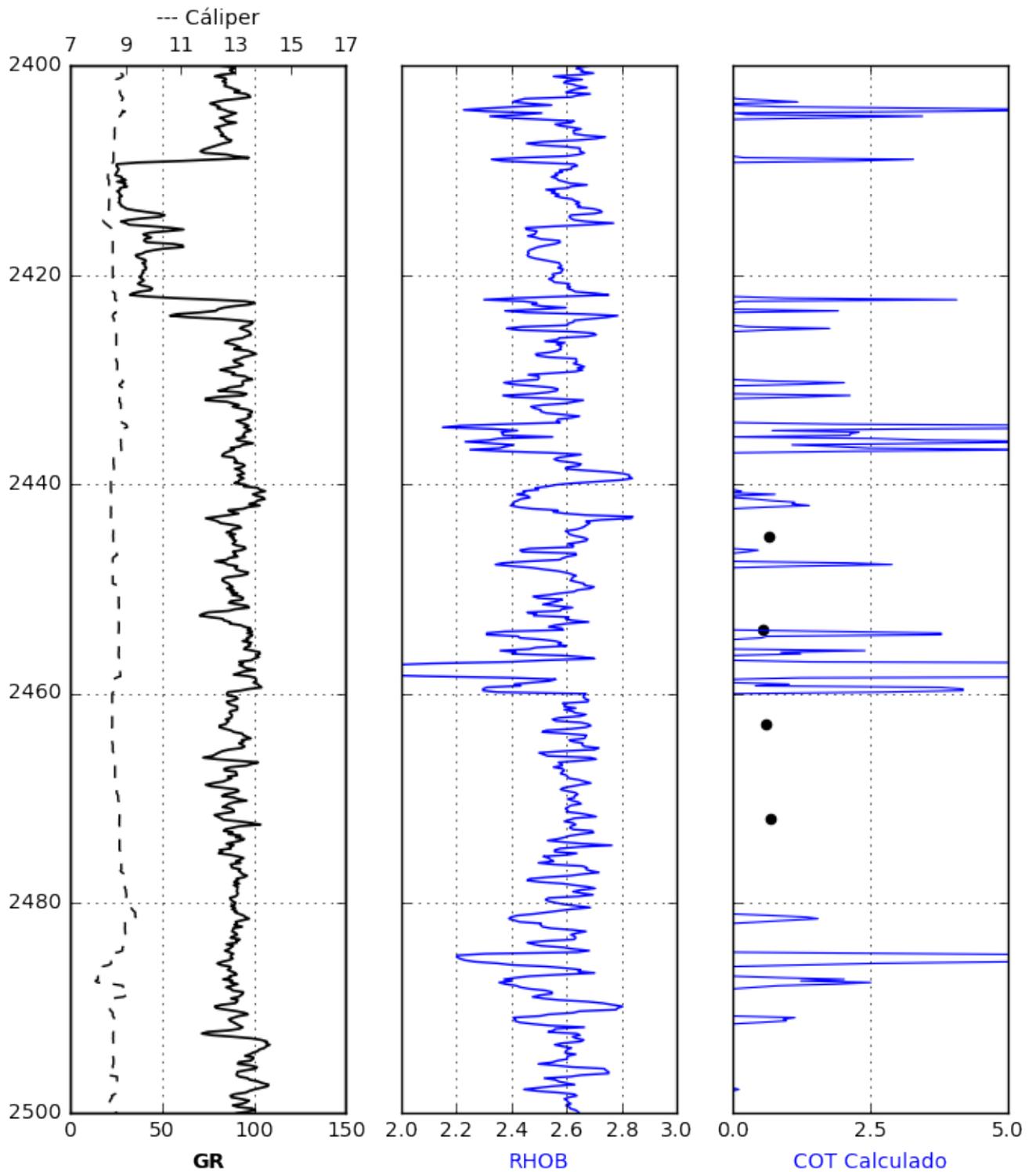


Figura 4.10: Poço 3-CX-0025-BA, na esquerda as curvas de GR (em negrito) e Cáliper (pontilhada), no centro o perfil de densidade e na direita, a curva em azul representa o COT calculado pela técnica de (Myers e Jenkyns, 1992), e os pontos pretos representam as medidas geoquímicas laboratoriais (trecho entre 2400 e 2500 metros de profundidade)

(pirita) nos folhelhos do poço, os quais aparentemente não influenciaram significativamente as leituras do 3-CX-0025-BA.

O erro residual padrão (RSE) associado aos cálculos do COT no 3-CX-0061-BA foi de 0,981. igualmente alto em relação à técnica de (Passey, Creaney, Kulla, Moretti e Stroud, 1990), onde o RSE estimado foi de 0,401.

Analisando as figuras 4.11 e 4.12 percebe-se a boa correlação entre as estimativas realizadas no poço 3-CX-0061-BA através do método proposto por (Myers e Jenkyns, 1992) e os teores medidos na geoquímica. No poço 3-CX-0025-BA, por conta da rugosidade e da variabilidade no perfil de densidade, os valores estimados possuem pouca coerência em relação às medidas do laboratório.

Os três pontos bastante deslocados da reta (Figura 4.12) possuem leituras muito baixas no perfil de GR, dessa forma, poderiam ser excluídos dos cálculos por não se tratar de folhelhos típicos.

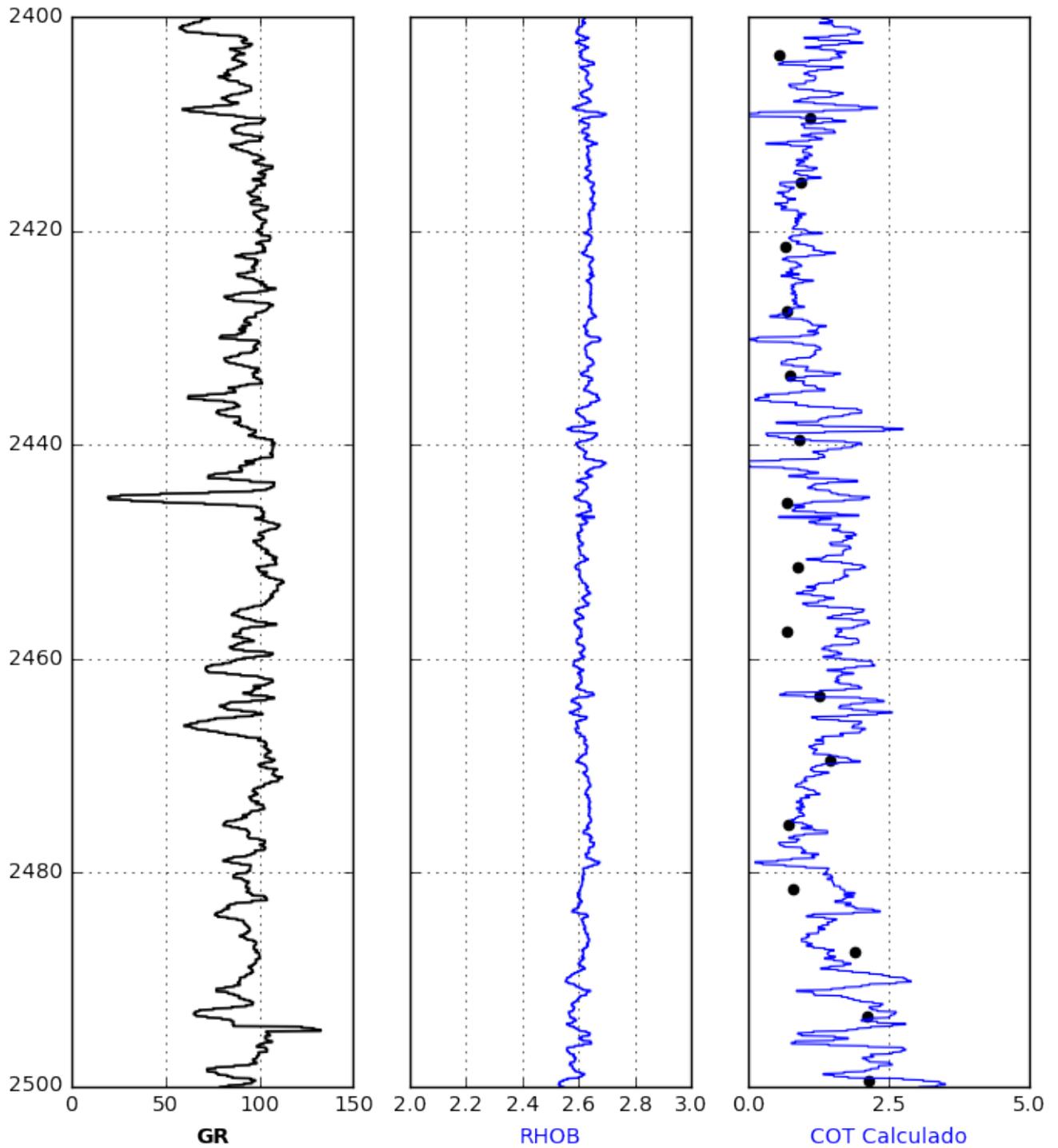


Figura 4.11: Poço 3-CX-0061-BA, na coluna da esquerda o GR, na coluna central o perfil de densidade e na coluna da direita, a curva em azul representa o COT calculado pela técnica de (Myers e Jenkyns, 1992), e os pontos pretos representam as medidas geoquímicas laboratoriais (trecho entre 2400 e 2500 metros de profundidade)

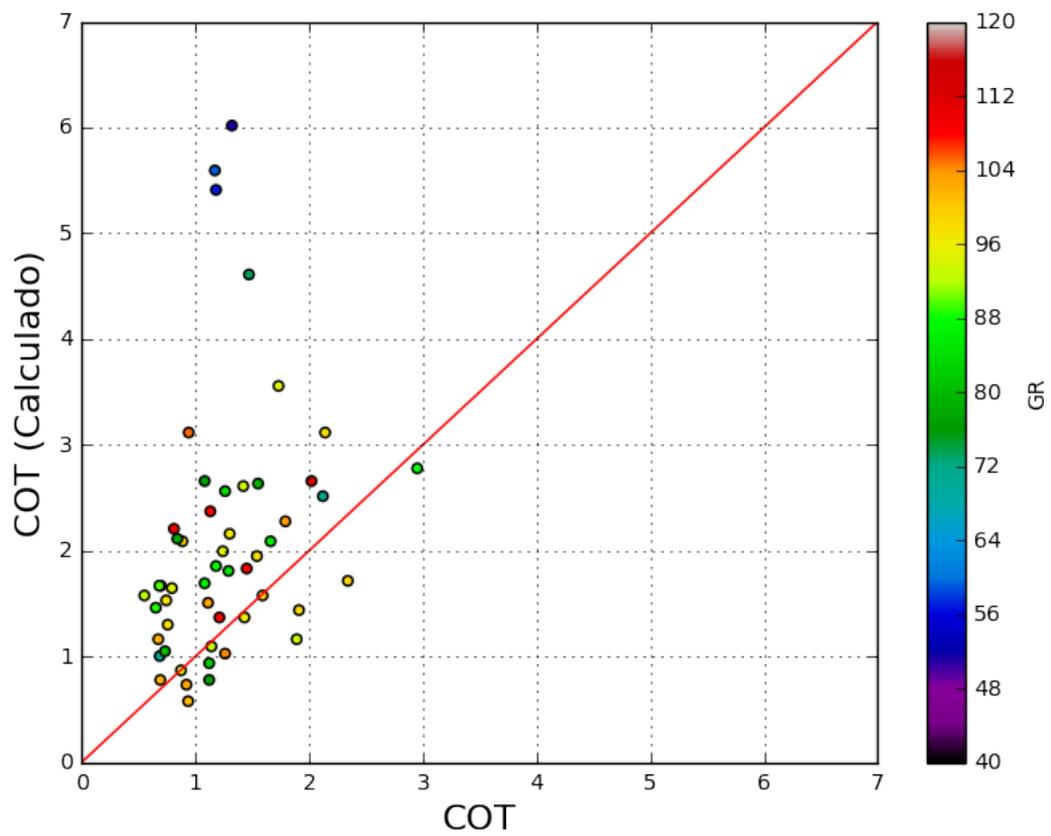


Figura 4.12: Correlação entre os teores de COT laboratoriais e calculados através da técnica proposta por (Myers e Jenkyns, 1992) no poço 3-CX-0061-BA. A escala em cores indica as medidas de raios gama dos pontos.

Capítulo 5

Conclusões

A técnica desenvolvida por (Passey, Creaney, Kulla, Moretti e Stroud, 1990) pode ser usada para estimar o teor de COT em rochas geradoras. O modelo apresentado mostrou menor erro, sendo bastante válido ainda que em intervalos de muita rugosidade. O uso do perfil de indução torna o método mais sensível, por levar em consideração a maturidade da rocha geradora.

A metodologia desenvolvida na técnica $\Delta\log R$ mostrou-se simples e bastante eficaz quanto ao cálculo do COT nas rochas geradoras do Campo de Cexis. As zonas ricas em matéria orgânica são facilmente reconhecidas pelo afastamento das curvas dos perfis sônico e indução. Separações indesejadas (conforme discutidas no item 4.1.1), podem ocorrer, sendo facilmente identificadas e desprezadas dos cálculos.

Por outro lado a técnica desenvolvida por (Myers e Jenkyns, 1992), apesar de ser de simples aplicação, e bem fundamentada em sua teoria é mais sensível à presença de minerais pesados, como a pirita e à presença de fraturas. Outra dificuldade encontrada nas estimativas com base somente no perfil de densidade ocorreu em trechos desmoronados, os quais são comuns em zonas compostas predominantemente por folhelhos fraturados. Tornase imprescindível, portanto, a análise do calíper para avaliar as medidas do COT calculadas pelo método.

Diferentemente de (Schmoker, 1981) os valores de COT estimados através do perfil de densidade myers1992determining no 3-CX-0061-BA foram maiores que os obtidos em laboratório (Figura 4.12).

As duas técnicas discutidas se mostram sensíveis à presença da matéria orgânica num estágio imaturo, sendo possível, entretanto, diferenciar as rochas quanto maduras e imaturas apenas no modelo proposto por (Passey, Creaney, Kulla, Moretti e Stroud, 1990).

Sendo assim, recomenda-se preferencialmente a aplicação da técnica desenvolvida por (Passey, Creaney, Kulla, Moretti e Stroud, 1990), denominada $\Delta\log R$, para se estimar o teor

de COT em rochas geradoras de hidrocarbonetos com maior segurança.

Para poços com pouca rugosidade e comportamento mais estável do perfil de densidade (a exemplo do 3-CX-0061-BA), o método de (Myers e Jenkyns, 1992) também pode ser usado para estimar o COT, com relativa precisão.

Agradecimentos

Antes de tudo, agradeço à minha família. Meu pai, Aurelino, que sempre esteve me dando todo o suporte, confiança, carinho e amor. À minha mãe, que mesmo quando longe está perto no meu coração. Tainá, minha irmãzinha linda, por todo o amor. Toda a minha família, sempre presente e unida, vocês são minha base, minha inspiração.

Agradeço também à Fernanda Rocha por todo o carinho, toda a ajuda, por fazer com que eu me sentisse tão especial mesmo quando achava que não. Obrigado.

Aos meus amigos, principalmente Honório, Daniel, Sérgio, por tudo, vocês são pra toda a vida. Aos queridos amigos do EBD, não poderia deixar de agradecer a eles também.

Meus grandes amigos que eu tive prazer em conhecer no curso, sempre me senti em casa, fui muito bem recebido pelos veteranos e sempre tentei ser igual para meus calouros, a galera de geofísica é muito importante pra mim. Deixo agradecimento em especial à toda a turma que entrou comigo em 2012, esse trabalho tem mais de vocês do que vocês imaginam.

À equipe de basquete da UFBA, na qual tive e tenho o prazer de jogar, por todos os bons momentos, risadas, e histórias.

À Daniel Walter por toda a ajuda com o GIS, brigadão de coração, sua ajuda foi inversamente proporcional à sua altura (não podia perder uma piada, acho que aprendi com você). E à Alex, você é brilhante, cara, muito obrigado por toda a ajuda, esse trabalho não seria o mesmo sem seu apoio.

Agradeço também à ANP, pelos dados fornecidos e à André por levá-los ao professor Girão.

Por último, e não menos importante, agradeço ao Professor Geraldo Girão, por me apresentar à perfilagem e por todo conhecimento passado. Por me mostrar que o aprendizado é constante, e que nunca é tarde para se aprender ainda mais. Obrigado por compartilhar parte de sua experiência comigo e por ser um grande exemplo.

Agradeço à todos que de alguma forma me apoiaram e acreditaram em mim durante a minha graduação, muito obrigado.

Referências

- Abrahao, D. e Warme, J. E. (1990) Lacustrine and associated deposits in a rifted continental margin–lower cretaceous lagoa feia formation, campos basin, offshore brazil: Chapter 18.
- Alexander, T.; Baihly, J.; Boyer, C.; Clark, B.; Waters, G.; Jochen, V.; Calvez, J. L.; Lewis, R.; Miller, C. K.; Thaeler, J. e Toelle, B. E. (2011) Shale gas revolution, *Oilfield review*, **23**(3):40–55.
- Autric, A. e Dumesnil, P. (1984) Les diagraphies de resistivite radioactivite et temps de transit (ts) evaluent le contenu en matieres organiques des roches a faible permeabilite, Societe pour l’Avancement de l’Interpretation des Diagraphies, Ninth International Formation Evaluation Transactions, paper, **40**.
- Autric, A. e Dumesnil, P. (1985) Resistivity, radioactivity and sonic transit time logs to evaluate the organic content of low permeability rocks, *The Log Analyst*, **26**(03).
- Beers, R. F. (1945) Radioactivity and organic content of some paleozoic shales, *AAPG Bulletin*, **29**(1):1–22.
- Dellenbach, J.; Espitalie, J. e Lebreton, F. (1983) Source rock logging, In: *Transactions of the 8th European SPWLA Symposium, paper D*.
- Flower, J. G. et al. (1983) Use of sonic-shear-wave/resistivity overlay as a quick-look method for identifying potential pay zones in the ohio (devonian) shale, *Journal of Petroleum Technology*, **35**(03):638–642.
- Magnavita, L.; Silva, R. d. e Sanches, C. (2005) Guia de campo da bacia do recôncavo, nordeste do brasil, *Boletim de geociencias da Petrobras*, **13**(2):301–334.
- Mann, U. e Müller, P. J. (1988) Source rock evaluation by well log analysis (lower toarcian, hils syncline), *Organic Geochemistry*, **13**(1-3):109–119.
- McCarthy, K.; Rojas, K.; Niemann, M.; Palmowski, D.; Peters, K. e Stankiewicz, A. (2011) Basic petroleum geochemistry for source rock evaluation, *Oilfield Review*, **23**(2):32–43.
- Meissner, F. F. (1991) Petroleum geology of the bakken formation williston basin, north dakota and montana.

-
- Mendelson, J. (1985) Petroleum source rock logging, Rel. Téc., Massachusetts Institute of Technology. Earth Resources Laboratory.
- Mendelson, J. e Toksoz, M. (1985) Source rock characterization using multivariate analysis of log data, paper uu, Trans. SPWLA.
- Meyer, B. e Nederlof, M. (1984) Identification of source rocks on wireline logs by density/-resistivity and sonic transit time/resistivity crossplots, AAPG Bulletin, **68**(2):121–129.
- Milhomem, P.; Maman, E.; Oliveira, F.; Carvalho, M. e Souza-Lima, W. (2003) Bacias sedimentares brasileiras: Bacia do recôncavo, Fundação Paleontológica Phoenix, **5**(51).
- Murray Jr, G. H. (1968) Quantitative fracture study—sanish pool, mckenzie county, north dakota, AAPG Bulletin, **52**(1):57–65.
- Myers, K. e Jenkyns, K. (1992) Determining total organic carbon contents from well logs: an intercomparison of gst data and a new density log method, Geological Society, London, Special Publications, **65**(1):369–376.
- Nixon, R. (1973) Oil source beds in cretaceous mowry shale of northwestern interior united states, AAPG Bulletin, **57**(1):136–161.
- Passey, Q.; Creaney, S.; Kulla, J.; Moretti, F. e Stroud, J. (1990) A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs, AAPG bulletin, **74**(12):1777–1794.
- Peters, K. E. e Cassa, M. R. (1994) Applied source rock geochemistry: Chapter 5: Part ii. essential elements.
- Prates, I. e Fernandez, R. (2015) Sumário geológico e setores em oferta.
- Schmoker, J. W. (1979) Determination of organic content of appalachian devonian shales from formation-density logs: Geologic notes, AAPG Bulletin, **63**(9):1504–1509.
- Schmoker, J. W. (1981) Determination of organic-matter content of appalachian devonian shales from gamma-ray logs, AAPG Bulletin, **65**(7):1285–1298.
- Schmoker, J. W. e Hester, T. C. (1983) Organic carbon in bakken formation, united states portion of williston basin, AAPG Bulletin, **67**(12):2165–2174.
- Schmoker, J. W. e Hester, T. C. (1989) Formation resistivity as an indicator of the onset of oil generation in the woodford shale, anadarko basin, oklahoma.
- Silva, C. G. A. d. (2007) Caracterização geoquímica orgânica das rochas geradoras de petróleo das formações irati e ponta grossa da bacia do paraná.
- Sinclair, I. (1988) Evolution of mesozoic-cenozoic sedimentary basins in the grand banks area of newfoundland and comparison with falvey's (1974) rift model, Bulletin of Canadian Petroleum Geology, **36**(3):255–273.

- Stinco, L. P. (2001) Introducción al la caracterización de reservorios de hidrocarburos. Empleo de Técnicas de subsuelo en la evaluación de formaciones, Asociación Geológica Argentina.
- Swanson, V. E. (1960) Oil yield and uranium content of black shales, Rel. Téc., Geological Survey, Washington, DC (USA).
- Tissot, B.; Durand, B.; Espitalie, J. e Combaz, A. (1974) Influence of nature and diagenesis of organic matter in formation of petroleum, AAPG Bulletin, **58**(3):499–506.