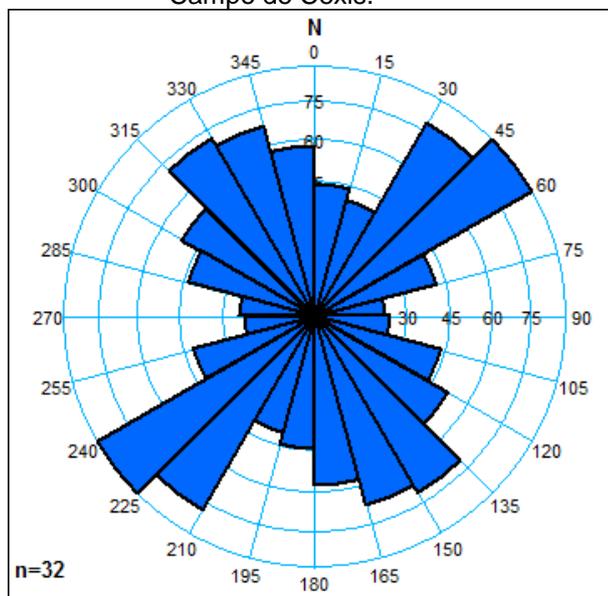


acredita-se que a falha materna de Candeias tenha condicionado a formação das falhas de alívio interpretadas.

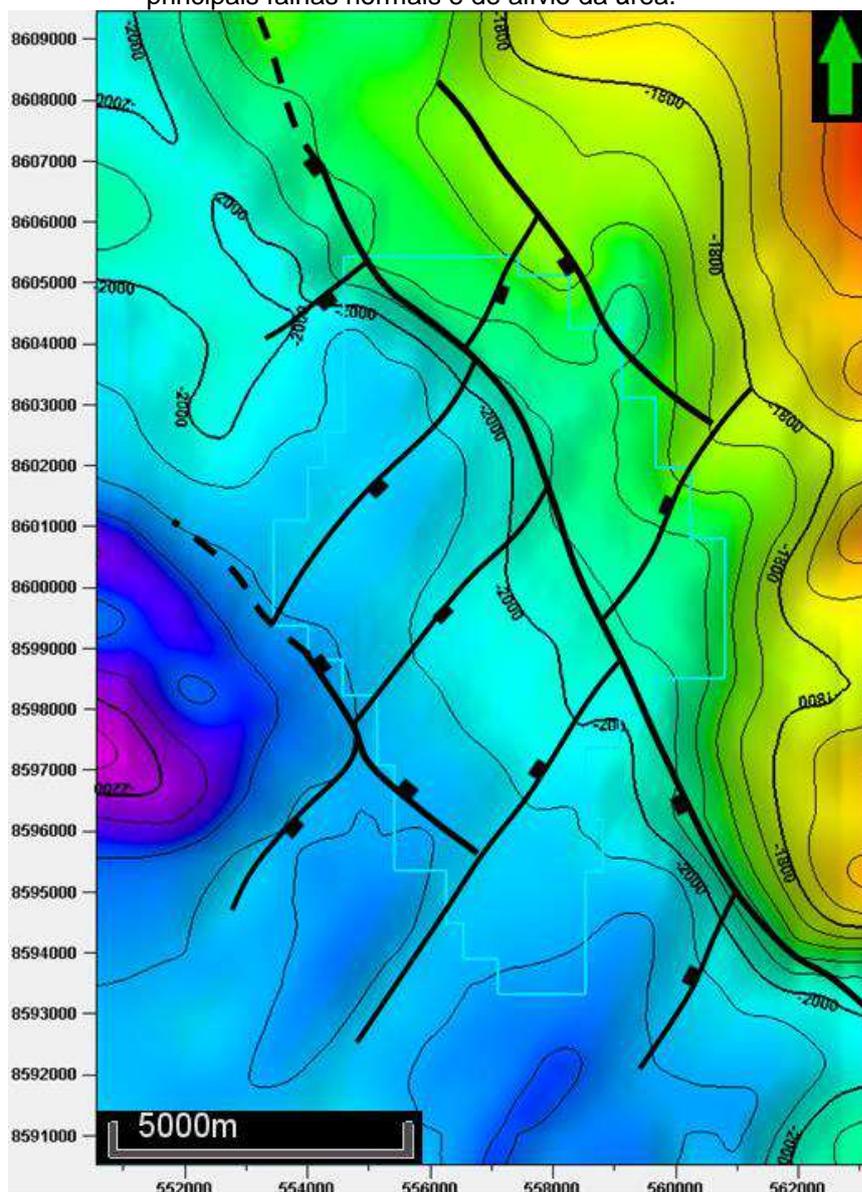
Figura 45 – Diagrama de rosetas das falhas do Campo de Cexis.



Fonte: A autora, 2016.

A partir da distinção desses sistemas de falhas e das interpretações acima ilustradas e descritas, pode-se associar a sua relação com a distribuição estrutural das superfícies da figura 34. Como visto nas linhas interpretadas, as falhas de alívio possuem maiores rejeitos, principalmente no nível dos horizontes do topo do embasamento e da seção pré-rifte. Dessa forma, a disposição estrutural das superfícies homônimas (figura 34-A e 34-B) revela um mergulho em direção a SW, condicionado por essas falhas. As superfícies correspondentes aos topos das formações Candeias, Maracangalha e Taquipe (figura 34 - C, D e E, respectivamente) não sofreram grande rejeito devido a essas falhas, entretanto ainda é possível detectar o mergulho dessas superfícies em direção a SW, também condicionados pelas falhas de alívio da área. Por fim, a interpretação do topo da Fm Pojuca gerou uma superfície que mergulha em direção a Sul. Na figura 46 é contemplado um mapa estrutural em tempo, ao nível do topo da seção pré-rifte, que sumariza as principais falhas normais da extensão do rifte e as principais falhas de alívio da área.

Figura 46 – Mapa estrutural em tempo ao nível da seção pré-rifte, com as principais falhas normais e de alívio da área.



Fonte: A autora, 2016.

Os diápiros de folhelhos de Rosário e Santa Maria, localizados dentro da área do cubo sísmico 3D, não apresentam uma geometria bem definida, provavelmente devido à baixa qualidade das linhas. O que pôde ser visto localmente ao longo do dado, foi um processo de diapirização incipiente, originado nos folhelhos das formações Candeias e Maracangalha através da sobrecarga sedimentar sobre sedimentos pouco consolidados, resultando na formação de domos de folhelhos e na perda de continuidade lateral dos refletores sísmicos.

4 CORRELAÇÃO ESTRATIGRÁFICA DOS POÇOS

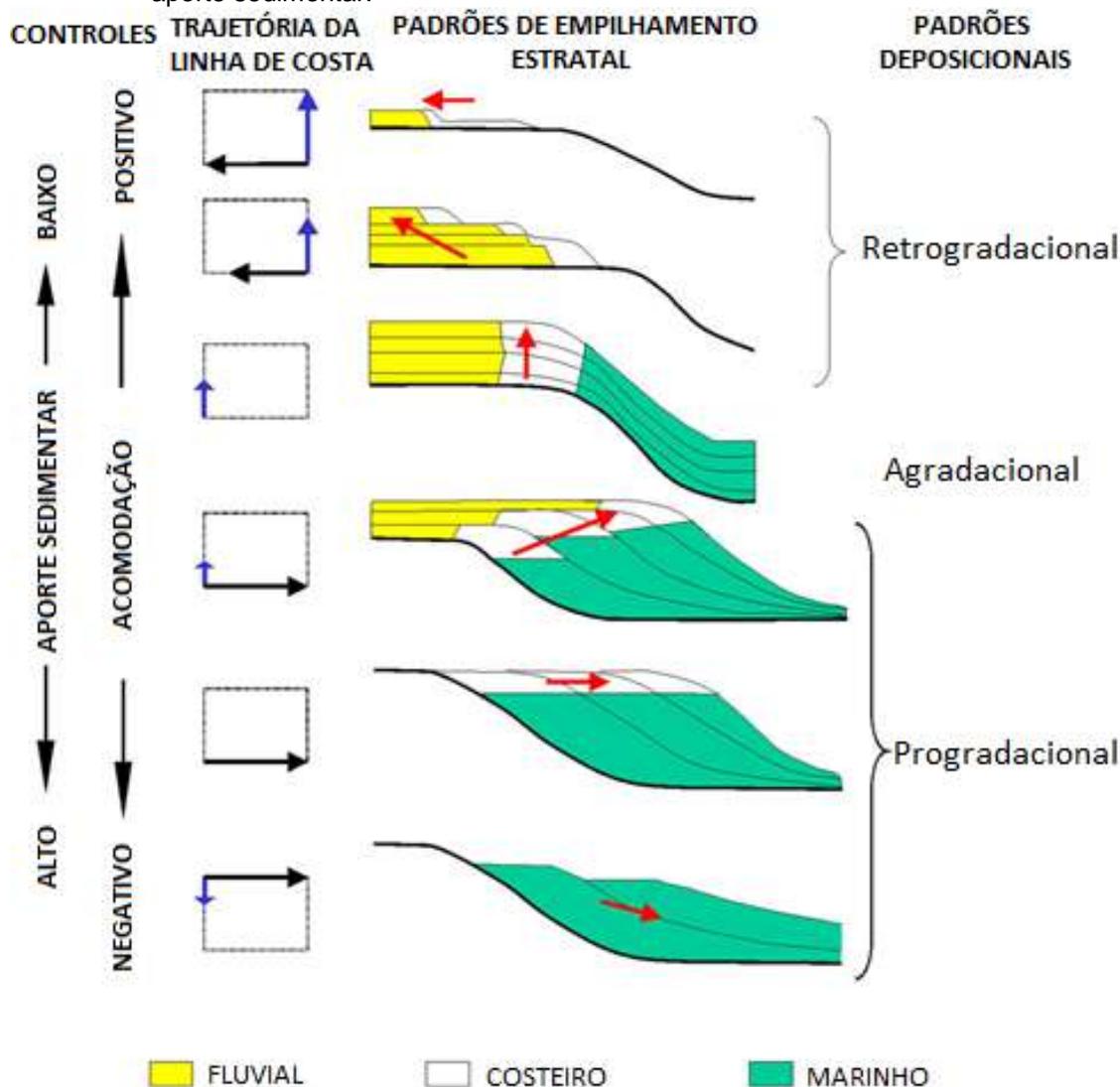
Após ter sido feita a caracterização geotectônica regional da área do Campo de Cexis através de sua interpretação sísmica, neste capítulo serão discutidas algumas etapas realizadas para a correlação estratigráfica dos poços. Para tal, aplicou-se o modelo de estratigrafia de sequências para bacias do tipo rifte, utilizada a fim de delimitar superfícies, em cada poço, de acordo com as fases do desenvolvimento do rifte. A partir da correlação estratigráfica dos poços, poder-se-á identificar os intervalos de interesse para a produção de *shale oil/gas* numa escala de interpretação de maior resolução em relação à sísmica.

4.1 Estratigrafia de sequências para bacias do tipo rifte

A estratigrafia de sequências, segundo os modelos de Vail et al. (1977), Posamentier et al. (1988), Catuneanu (2002) e outros autores, vem sendo largamente utilizada no estudo de bacias de margem passiva por ser uma ferramenta poderosa na exploração de petróleo. Através dela, é possível caracterizar a distribuição espacial e temporal dos sistemas deposicionais e, dessa forma, prever, com sucesso, a distribuição e geometria de rochas geradoras, reservatórios e selantes. Sua utilização para bacias do tipo rifte, no entanto, esbarra em dificuldades relacionadas à diferença no desenvolvimento dos dois tipos de bacias. Segundo Della Favera et al. (1994), em bacias do tipo lacustre as sequências caracterizam-se por uma monotonia de padrões sismoestratigráficos, sendo marcadas por uma arquitetura transgressivo-regressiva muito característica em perfis elétricos, no meio da qual ocorre a superfície de inundação máxima (SIM).

A estratigrafia de sequências para bacias de margem passiva enfatiza as mudanças nos padrões deposicionais (progradação, agradação e retrogradação). De acordo com Van Wagoner et al. (1990), esses padrões são controlados pelo balanço entre o espaço de acomodação e o aporte sedimentar (figura 47). A acomodação, por sua vez, é gerada ou perdida pela relação entre o tectonismo e as variações eustáticas do nível do mar.

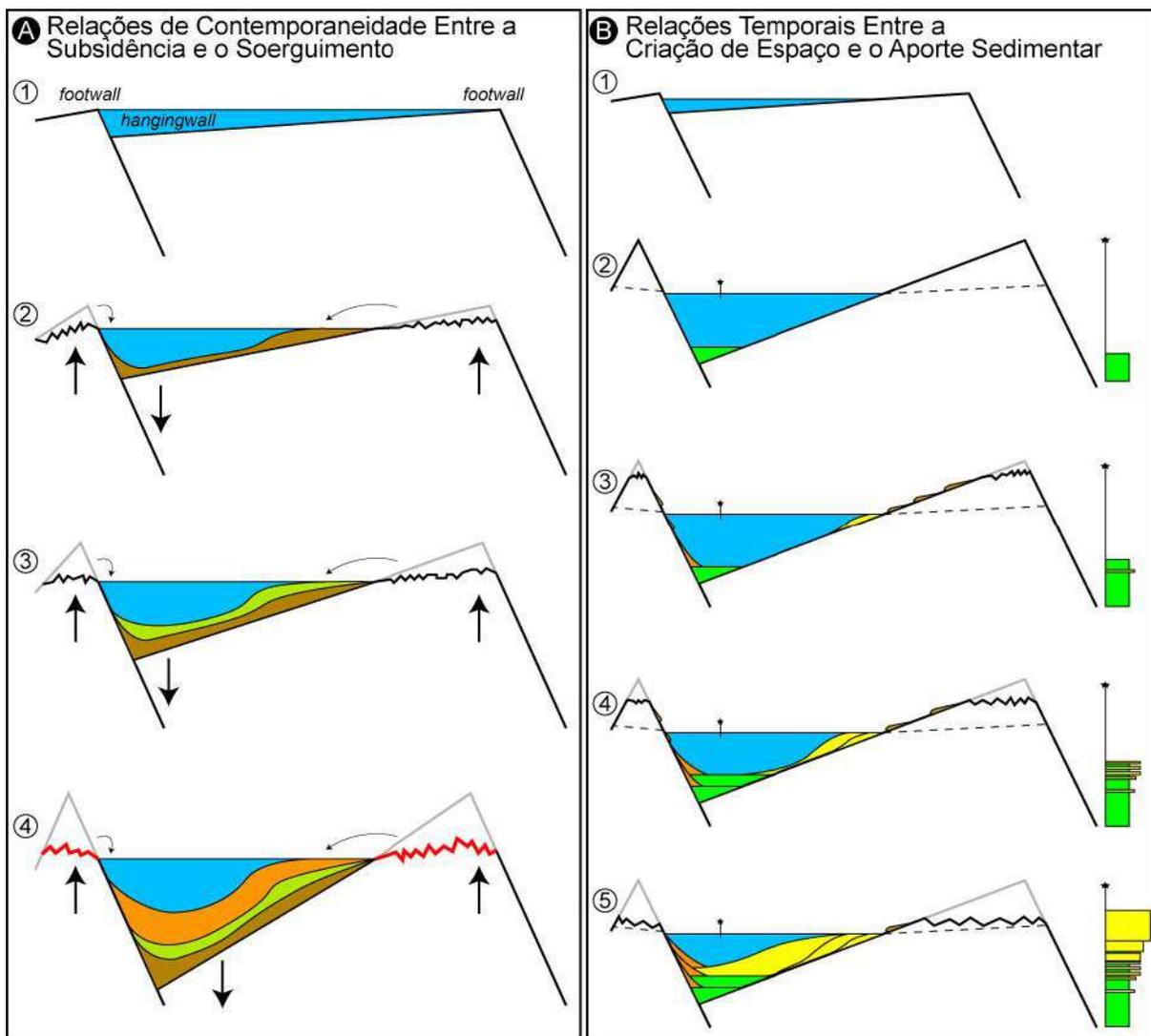
Figura 47 – Padrões deposicionais como resposta da relação entre espaço de acomodação e aporte sedimentar.



Fonte: Modificado de Van Wagoner et al., 1990.

Embora flutuações do nível de base provocadas pelo clima possam ocorrer com alta frequência na estratigrafia cíclica de riftes, a acomodação nessas bacias é gerada principalmente por subsidência tectônica (MARTINS-NETO & CATUNEANU, 2009). Como bem exemplificado na figura 48, de Kuchle et al. (2007), um pulso tectônico tem a capacidade de criar espaço de acomodação (movimento descendente do *hangingwall*, ou bolo de capa) e gerar, ao mesmo tempo, erosão (movimento ascendente do *footwall*, ou bloco de lapa). No entanto, os sedimentos do *footwall* demoram um tempo para serem erodidos, transportados e depositados no *hangingwall* (figura 48-B).

Figura 48 – Modelos evolutivos mostrando a relação entre tectonismo e erosão.



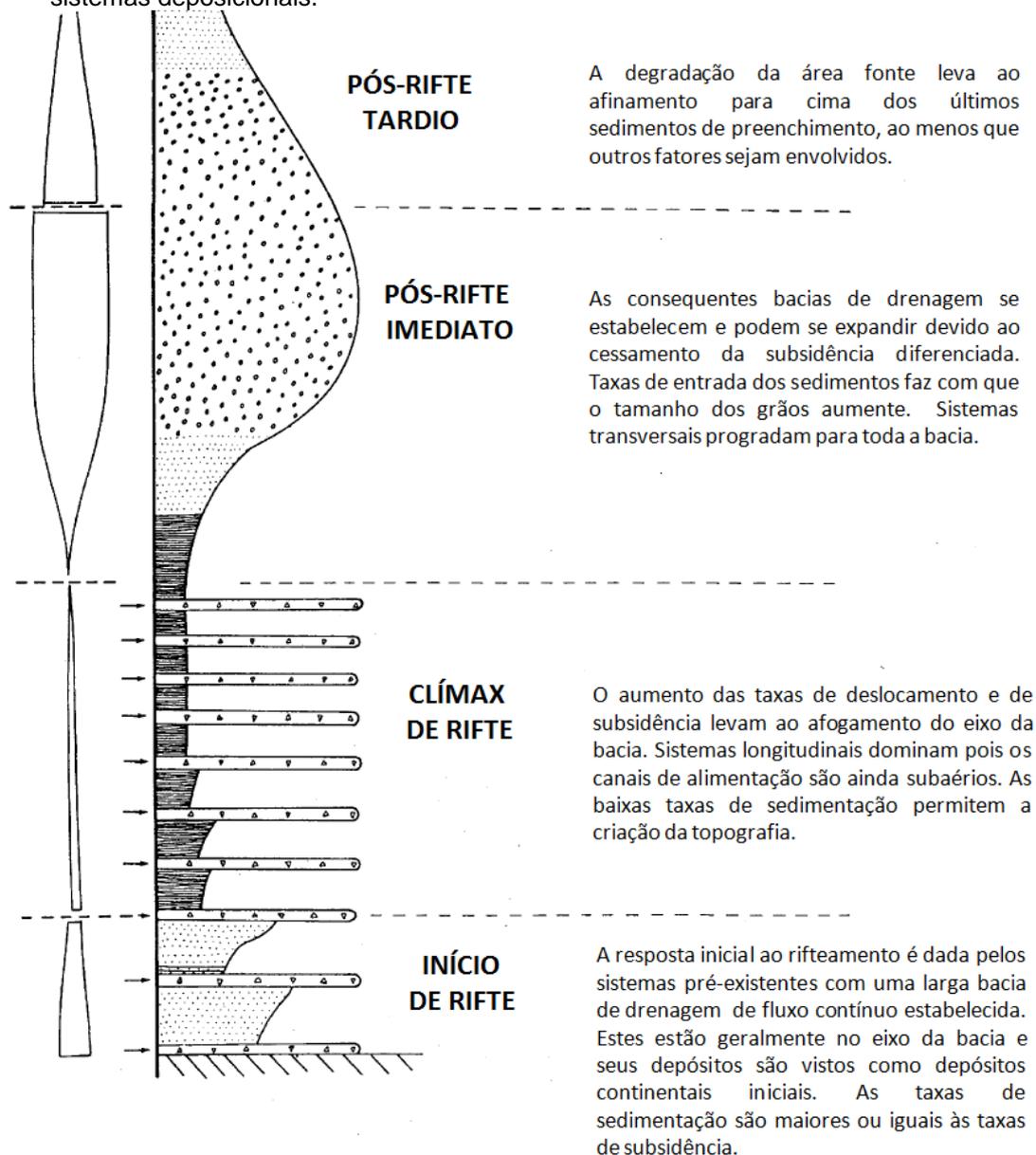
Legenda: Em A, modelo evolutivo apresentando a relação entre soerguimento no *footwall* e subsidência no *hangingwall* devido a um pulso tectônico; e conseqüentemente, a deposição de um pacote sedimentar no *hangingwall*, associado temporalmente a uma erosão lateralmente adjacente no *footwall*; em B, modelo evolutivo apresentando a relação entre a criação de espaço devido a um pulso tectônico e a chegada atrasada do aporte sedimentar relacionado a este pulso.

Fonte: KUCHLE et al., 2007.

Para Prosser (1993), nos primeiros estágios da evolução de bacias do tipo rifte, há tectonismo intenso e rearranjo constante de blocos, o que impede a formação de uma rede de drenagens contudente para ter representatividade no preenchimento da bacia. Nesta fase, portanto, o preenchimento é modesto e tem origem nas fontes distantes, fora do contexto do rifte. Através da evolução do rifte, quando há a estabilização ou diminuição do tectonismo, um novo potencial de carga sedimentar é adicionado como resposta do estabelecimento das drenagens de forma mais estável. A partir desses conceitos, Prosser (1993) propôs o mapeamento

dos pacotes deposicionais das bacias do tipo rifte em tratos de sistemas tectônicos (figura 49).

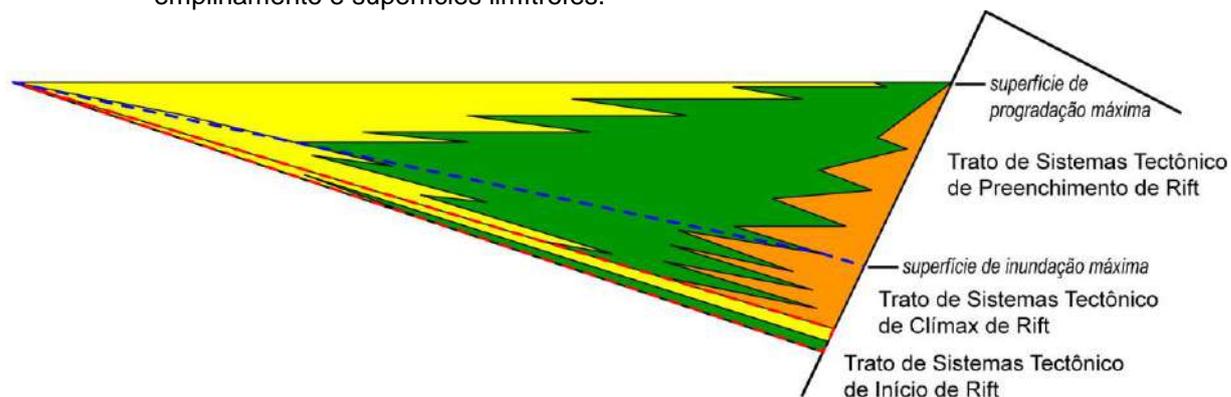
Figura 49 – Empilhamento litoestratigráfico idealizado, com as mudanças tectônicas no controle dos sistemas deposicionais.



Fonte: Adaptado de Prosser, 1993.

Observando, no entanto, a existência de uma importante contribuição sedimentar oriunda da falha de borda, composta por cunhas clásticas e associadas a aluviões continentais, fandeltas e turbiditos submarinos, Kuchle et al. (2007) propuseram uma adaptação ao modelo de tratos de sistemas tectônicos de Prosser (1993). O modelo pode ser visto na figura 50 e será descrito a seguir.

Figura 50 – Modelo de Tratos de Sistemas Tectônicos proposto, com seus respectivos padrões de empilhamento e superfícies limítrofes.

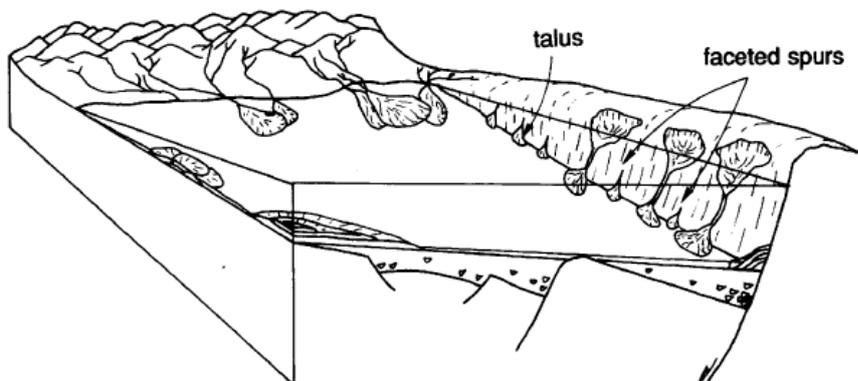


Fonte: KUCHLE et al., 2007.

O **Trato de Sistemas Tectônico de Início de Rift** é marcado por ciclos pouco espessos, onde o pouco espaço criado é sucessivamente preenchido, formando, assim, a fase inicial do rift. Nesta fase, Prosser (1993) caracteriza um preenchimento agradacional, enquanto Holz (não publicado, apud Huoya, 2012) descreve geometrias estratais progradaçãoais, com sedimentação predominantemente fluvial.

O **Trato de Sistemas Tectônico de Clímax de Rift**, segundo Prosser (1993), representa o momento onde a taxa de criação de espaço supera o aporte sedimentar marginal devido à evolução tectônica do movimento distensivo. Nesta fase, há uma mudança drástica na fisiografia da bacia, com falhas profundas de grande rejeito. Com isso, geram-se padrões retrogradacionais na margem flexural, caracterizados pela deposição de sedimentos cada vez mais finos de fácies lacustres, associados com a presença de *slides*, *slumps*, fluxos gravitacionais e turbiditos, gerados pelo forte tectonismo presente na bacia nessa fase (figura 51). Já na falha de borda, de acordo com Kuchle et al. (2007), a cunha conglomerática avança abruptamente em direção ao depocentro, depositando uma expressiva espessura de sedimentos, configurados em padrões agradacionais.

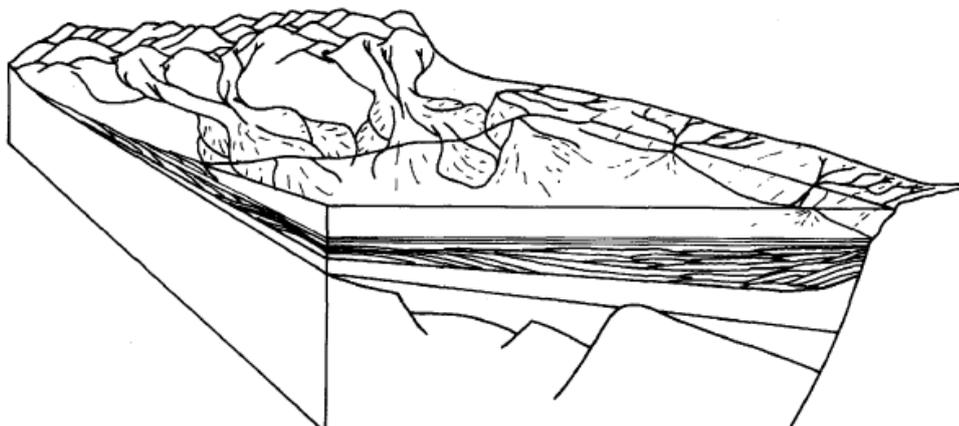
Figura 51 – Fisiografia da bacia durante o Trato de Sistemas Tectônico de Clímax de Rifte.



Fonte: PROSSER, 1993.

O **Trato de Sistemas Tectônico de Preenchimento de Rifte** representa o estágio pós-pulso, onde a sedimentação atrasada compõe uma cunha progradante na margem flexural da bacia, enquanto que na falha de borda, devido à estabilização tectônica, ocorre uma retrogradação da cunha conglomerática, pois segundo Holz (não publicado), apud Huoya (2012), os leques aluviais cessam sua formação devido ao rebaixamento do relevo. Para Prosser (1993), num primeiro estágio haveria sobreposição dos depósitos lacustres por depósitos deltaicos e estuarinos. Em seguida, com o preenchimento do lago, as sequências subaéreas grosseiras seriam dominantes. Com o avanço do tempo e a estabilização do perfil de equilíbrio, haveria um afinamento gradual dessa sedimentação com planícies aluviais e rios meandrantos como depósitos dominantes (figura 52).

Figura 52 – Fisiografia da bacia durante o Trato de Sistemas Tectônico de Preenchimento de Rifte.



Fonte: PROSSER, 1993.

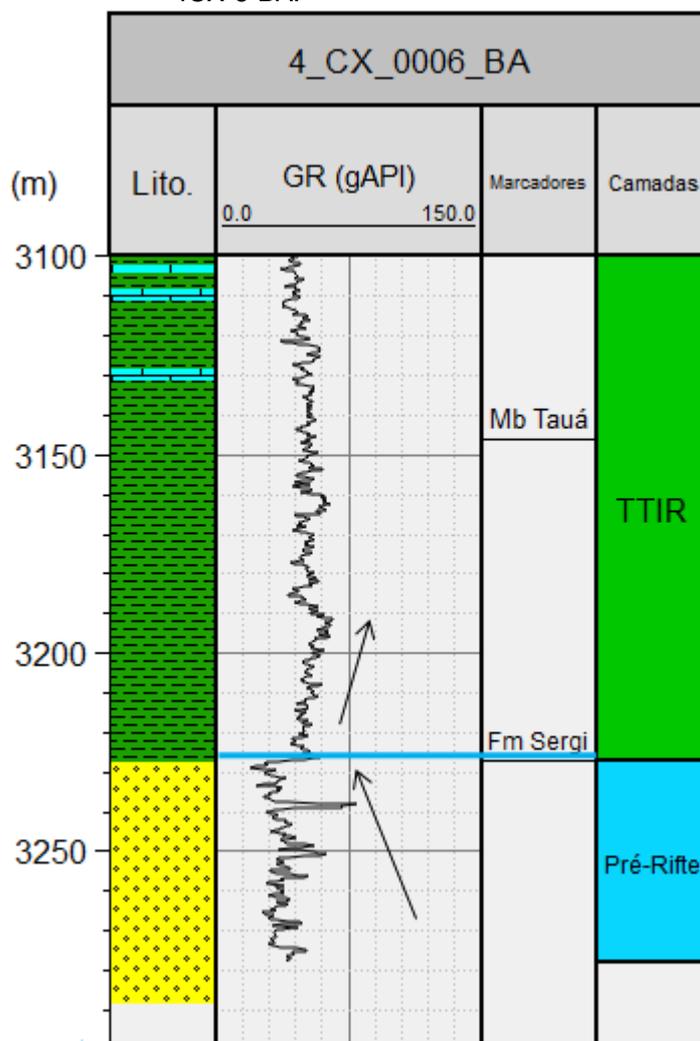
4.2 Aplicação da estratigrafia de sequências no Campo de Cexis

Para a interpretação estratigráfica do Campo de Cexis foram utilizados 18 poços. Eles foram carregados e interpretados do software TRACE (K2 Sistemas e Projetos Ltda.). A grande maioria dos poços apresenta perfis de Raios Gama (GR), principal parâmetro utilizado para interpretação dos padrões de empilhamento. Contou-se, também, com o auxílio dos perfis compostos, de onde informações sobre os marcadores litoestratigráficos foram extraídas.

Para definirem-se os Tratos de Sistemas Tectônicos em cada poço, recorreu-se à identificação das superfícies a eles correlacionadas, sendo elas: a discordância sin-rifte, o topo do Trato Tectônico de Início de Rifte e a superfície de rifteamento máximo. A discordância basal, que separa o embasamento do início da sessão pré-rifte, não pôde ser identificada nos poços, visto que nenhum alcança tamanha profundidade.

A discordância sin-rifte marca o fim do pacote pré-rifte e o início do Trato Tectônico de Início de Rifte (TTIR). O pacote pré-rifte é representado pela intercalação de ambientes lacustres e flúvio-eólicos, representados pelas formações Sergi, Itaparica e Água Grande. Nesse pacote é possível ver padrões progradacionais, principalmente dos arenitos flúvio-eólicos da Fm Sergi. A passagem do pacote pré-rifte para o TTIR é marcada pelo início da subsidência tectônica, que propicia um afogamento da bacia e a deposição de pacotes lacustres sobre o pacote flúvio-eólico. Essa assinatura retrogradacional é característica da base do Membro Tauá. Na figura 53 observa-se a discordância sin-rifte, em azul claro, e o padrão retrogradacional dos sedimentos do Mb Tauá no poço 4CX-6-BA.

Figura 53 – Discordância sin-rifte caracterizada no poço 4CX-6-BA.



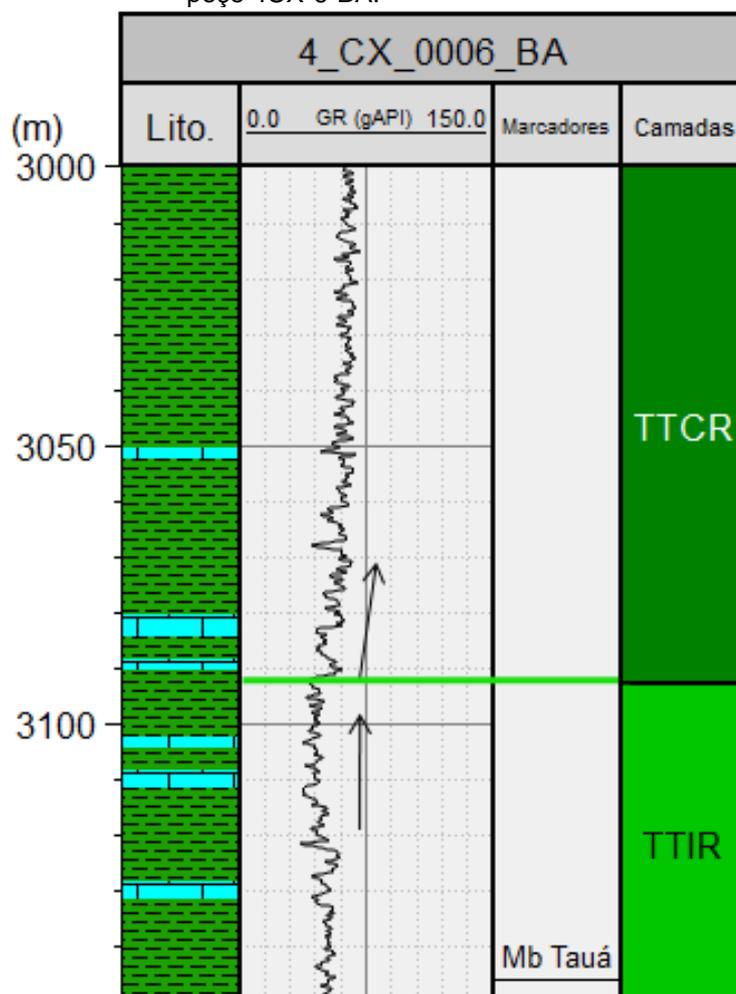
Legenda: Discordância sin-rifte, em azul claro, separando a sequência pré-rifte dos sedimentos do TTIR.

Fonte: A autora, 2016.

O início do TTIR apresenta padrões retrogradacionais devido ao afogamento inicial na bacia ocasionado pela atividade tectônica, mas como os ciclos são pouco espessos e o espaço criado é sucessivamente preenchido, podemos ver, também, padrões agradacionais ou mesmo progradacionais ao longo dessas camadas. Quando a intensificação do processo de subsidência tectônica faz com que o espaço de acomodação supere o fluxo de sedimentos, desenvolve-se um padrão predominantemente retrogradacional na bacia sob o Trato Tectônico de Clímax de Rifte. A superfície que divide esses dois tratos é a que delimita o topo do TTIR. Em regiões mais profundas da bacia, os padrões de empilhamento são marcados pelo aparecimento de pacotes calcários no topo do TTIR, passando a padrões retrogradacionais no início do TCCR (figura 54). Nos poços próximos à falha de

borda, no entanto, essa superfície é marcada pelo início da deposição dos sedimentos mais grossos (arenitos e conglomerados) da Formação Salvador. No poço 1CZ-1-BA, por exemplo, que é o poço mais a leste da área e, portanto, o mais próximo à falha de borda, nota-se a relação entre a formação de rochas calcárias do topo do TTIR e o aparecimento dos arenitos e conglomerados da Fm Salvador (figura 55).

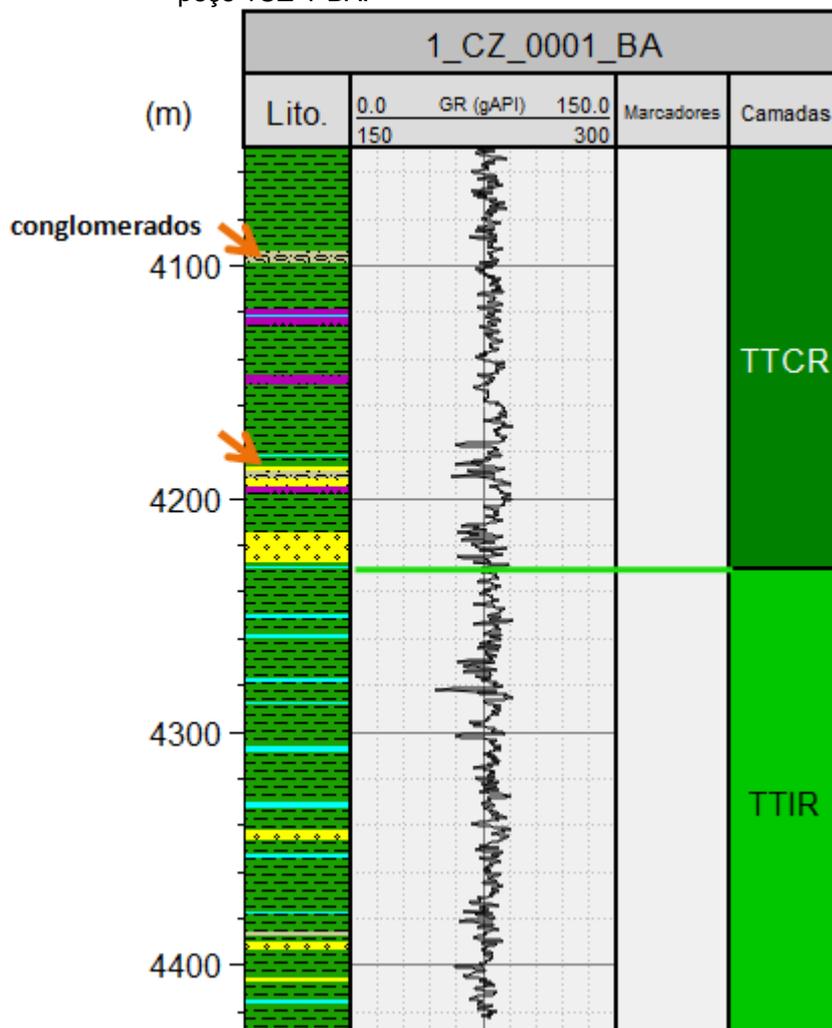
Figura 54 – Superfície que marca o início do TTCR no poço 4CX-6-BA.



Legenda: Discordância (em verde claro) que marca o início do TTCR. Notar o padrão retrogradacional do início do TTCR.

Fonte: A autora, 2016.

Figura 55 – Aparecimento de conglomerados da falha de borda no poço 1CZ-1-BA.

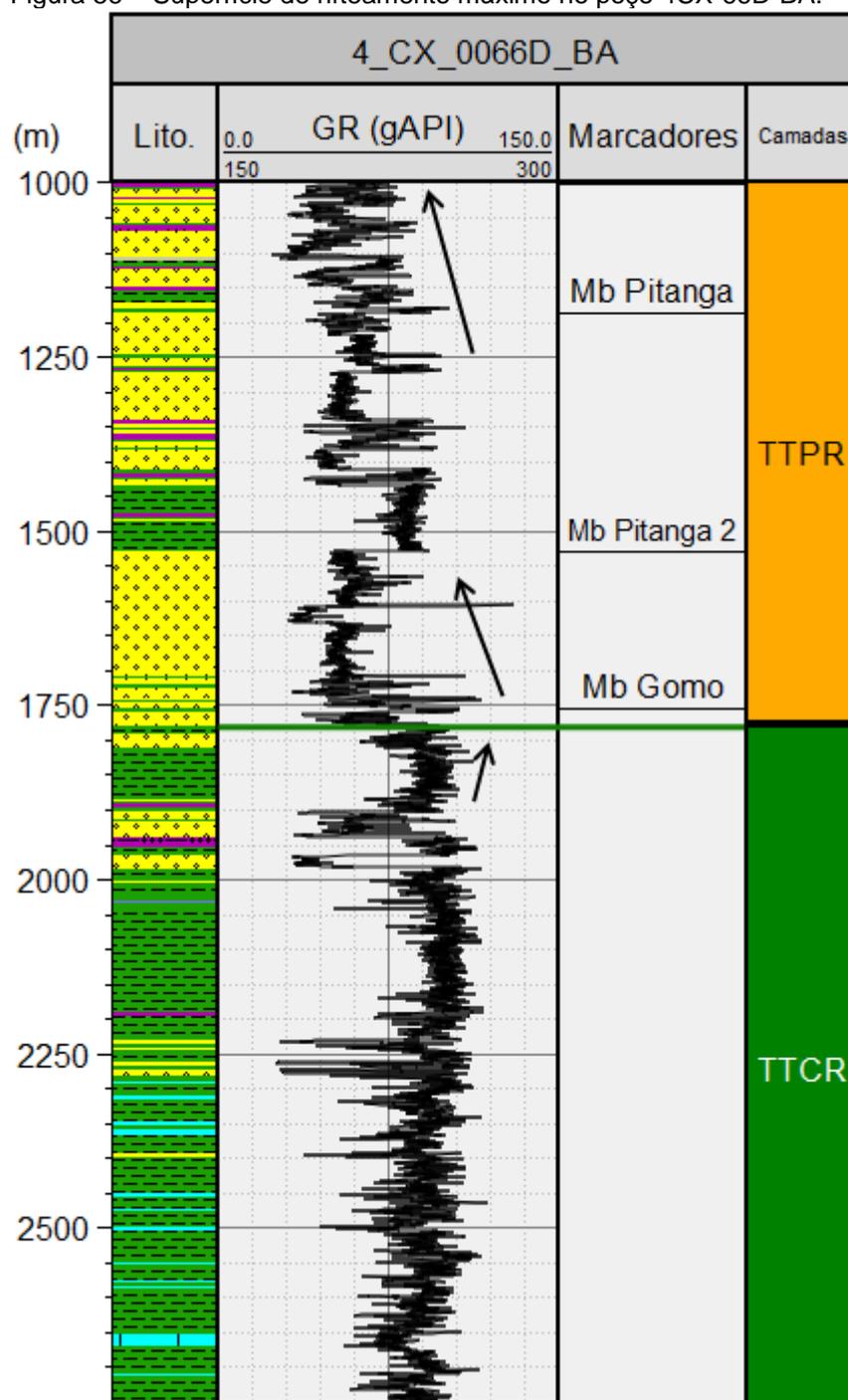


Legenda: Início do TTCR (em verde claro) indicada pelo aparecimento de sedimentos grossos da falha de borda devido ao aumento da atividade tectônica. Em destaque por setas na cor laranja, as camadas de conglomerado.

Fonte: A autora, 2016.

A superfície de rifteamento máximo marca o fim da atividade tectônica intensa e, conseqüentemente, a diminuição da taxa de criação de espaço. Portanto, a deposição de sedimentos durante o Trato Tectônico de Preenchimento de Rifte (TTPR) é controlada principalmente por fatores climáticos. Nos perfis de raios gama dos poços, essa superfície é identificada através de uma mudança nos padrões de sedimentação predominantemente retrogradacionais do TTCR para padrões predominantemente progradacionais do TTPR, marcando a deposição de arenitos flúvio-deltaicos que preenchem a bacia gradativamente (figura 56).

Figura 56 – Superfície de rifteamento máximo no poço 4CX-66D-BA.



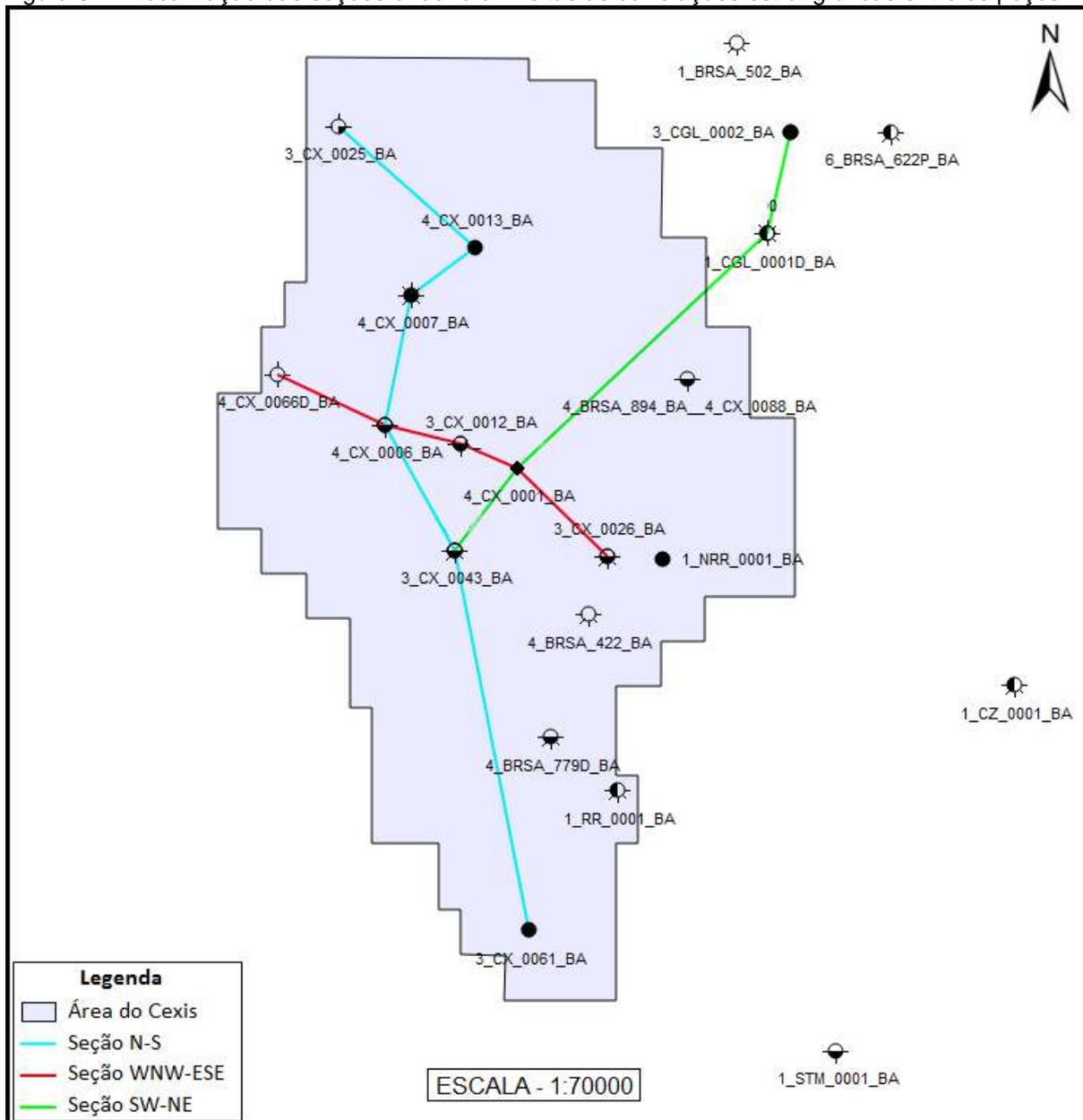
Legenda: Superfície que marca o topo do TTPR e a base o TTPR, em verde. Notar a mudança dos padrões de empilhamento retrogradacionais para progradacionais e agradacionais.

Fonte: A autora, 2016.

Ao fim da interpretação dos Tratos de Sistemas Tectônicos para cada poço, foram feitas três seções estratigráficas ao longo da área, correlacionando os poços nas direções Norte-Sul (N-S), Oés-noroeste-És-sudeste (WNW-ESE) e Sudoeste-

Nordeste (SW-NE), de forma a contemplar o maior número de poços possível. A localização das seções pode ser vista na figura 57.

Figura 57 – Localização das seções onde foram feitas as correlações estratigráficas entre os poços.



Fonte: A autora, 2016.

A correlação estratigráfica da seção Norte-Sul (figura 58) mostra que as discordâncias que separam os tratos tectônicos não são horizontalizadas, tendo sido afetadas, provavelmente, pelas falhas normais da área, de direção NE-SW. Através da análise das litologias carregadas junto aos perfis de GR, fica clara, na maior parte dos poços, a superfície de rifteamento máximo, caracterizada pela deposição de

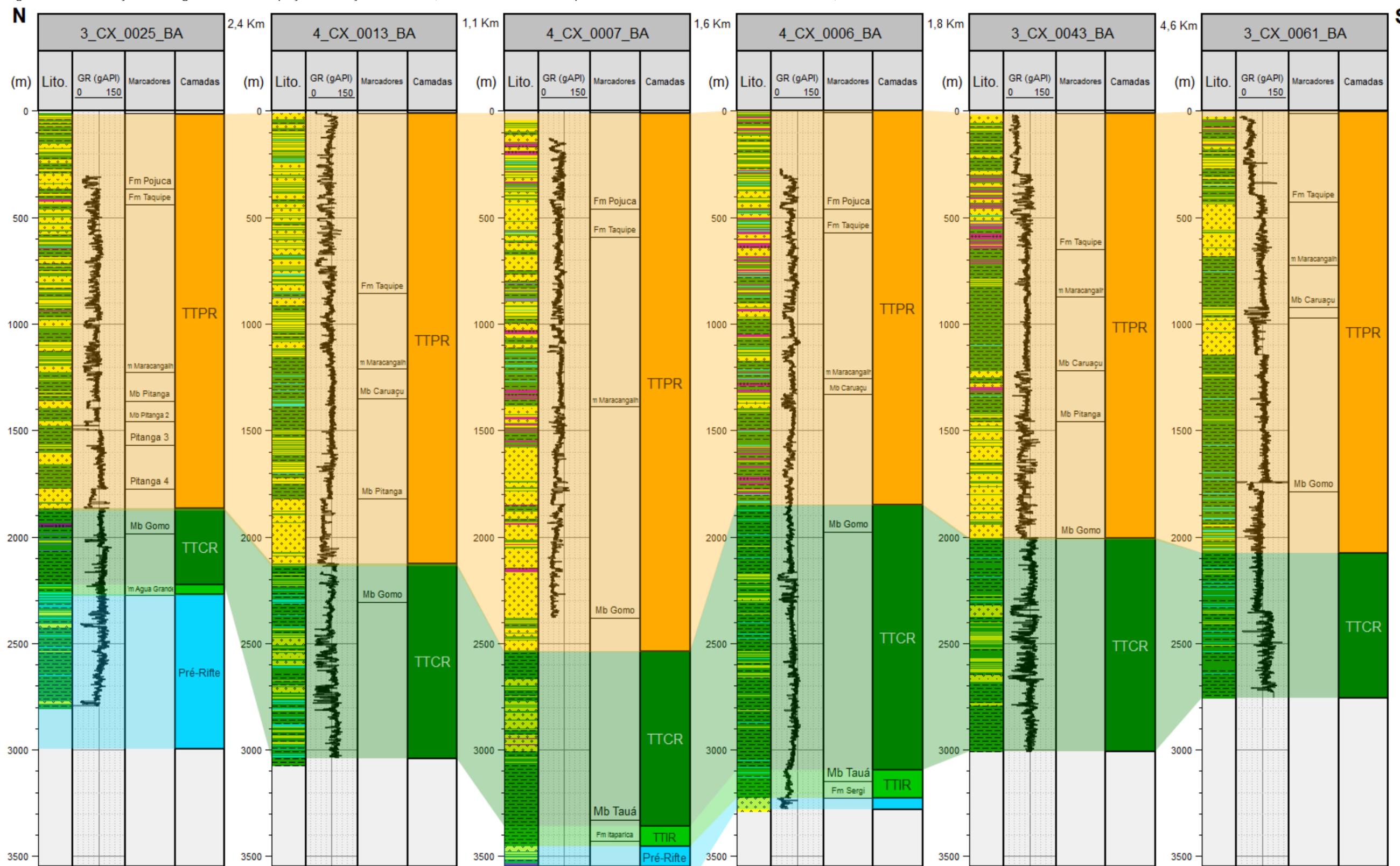
sedimentos arenosos de origem turbidítica e deltaica sobre os sedimentos finos da Formação Candeias.

A figura 59 ilustra a correlação entre os poços da seção WNW-ESE. Pode-se observar que as falhas de extensão do rifte exerceram um controle menor nas superfícies discordantes dos tratos tectônicos em relação à seção anterior, o que pode ser explicado pelo fato de a distância entre os poços ser menor do que na seção Norte-Sul e, também, de que a presente seção não é perpendicular à direção dessas falhas e, portanto, o mergulho é visto de forma aparente e o rejeito é mais suave. O topo da seção pré-rifte é facilmente identificado pelo aparecimento de padrões retrogradacionais na base do TTIR, que podem ser vistos nos perfis de GR. Da mesma maneira, a superfície de rifteamento máximo foi identificada, nos perfis, pela entrada de sedimentos arenosos no sistema.

Finalmente, a correlação entre os poços da seção SW-NE, que pode ser vista na figura 60, chama a atenção para o mergulho das camadas em direção a SW, a exemplo do que ocorre nas superfícies identificadas na interpretação sísmica. Analogamente, pode-se concluir que esse arranjo estrutural teve influência das falhas de alívio da área, de direção NW-SE e com rejeitos mais expressivos em relação às falhas normais de abertura da bacia.

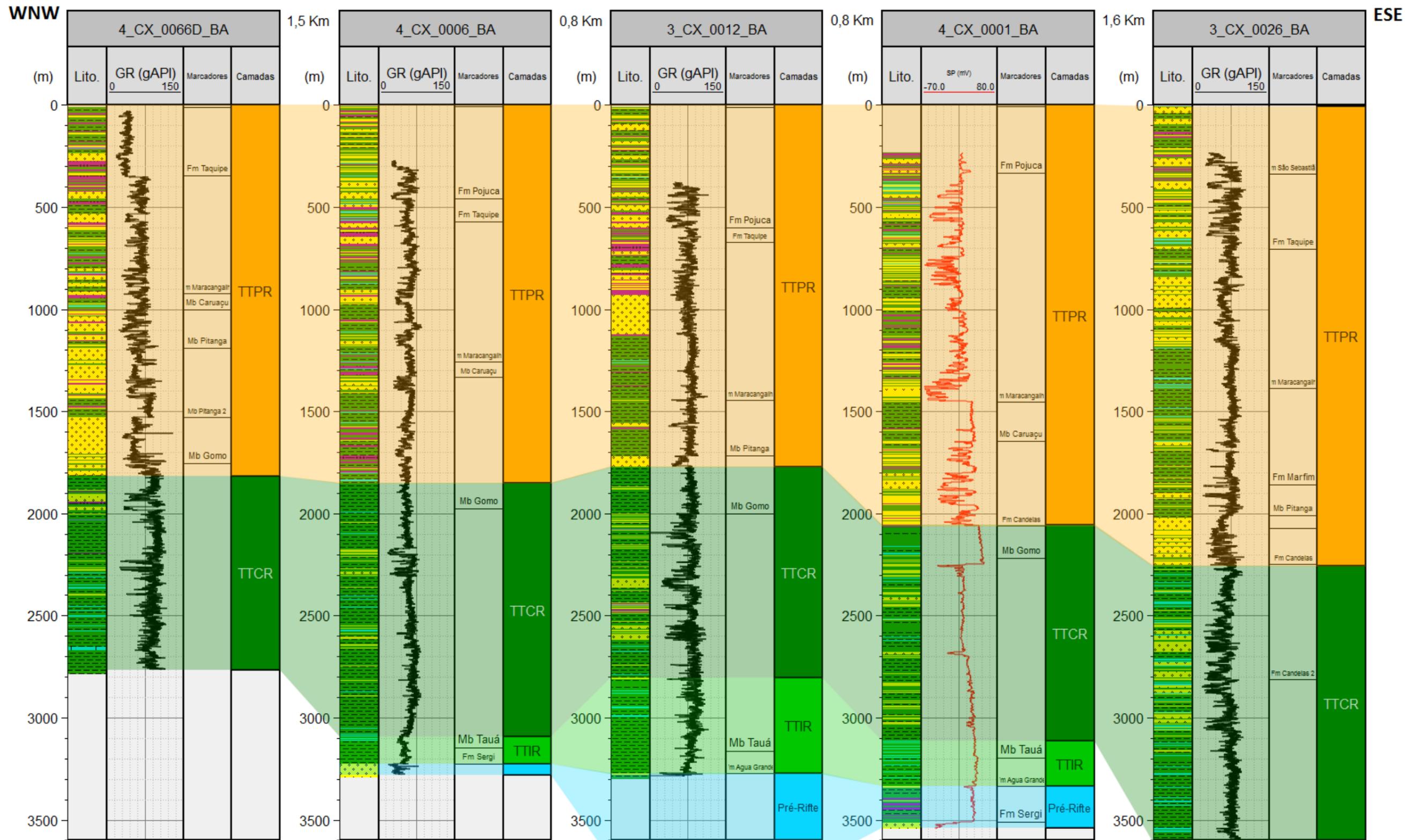
Com o objetivo de manter a interdisciplinaridade do trabalho, é importante que se leve em consideração, nas interpretações geoquímicas, que muito provavelmente os folhelhos mais prolíficos da bacia foram depositados sob o Trato Tectônico de Clímax de Rifte devido ao desenvolvimento, nessa fase, de um ambiente com alta produtividade orgânica e com as melhores condições de desoxia para a preservação da matéria orgânica formada.

Figura 58 – Correlação estratigráfica entre os poços da Seção Norte-Sul, mostrando o intervalo pré-rifte e os Tratos de Tectônicos de Início, Clímax e de Preenchimento de Rift.



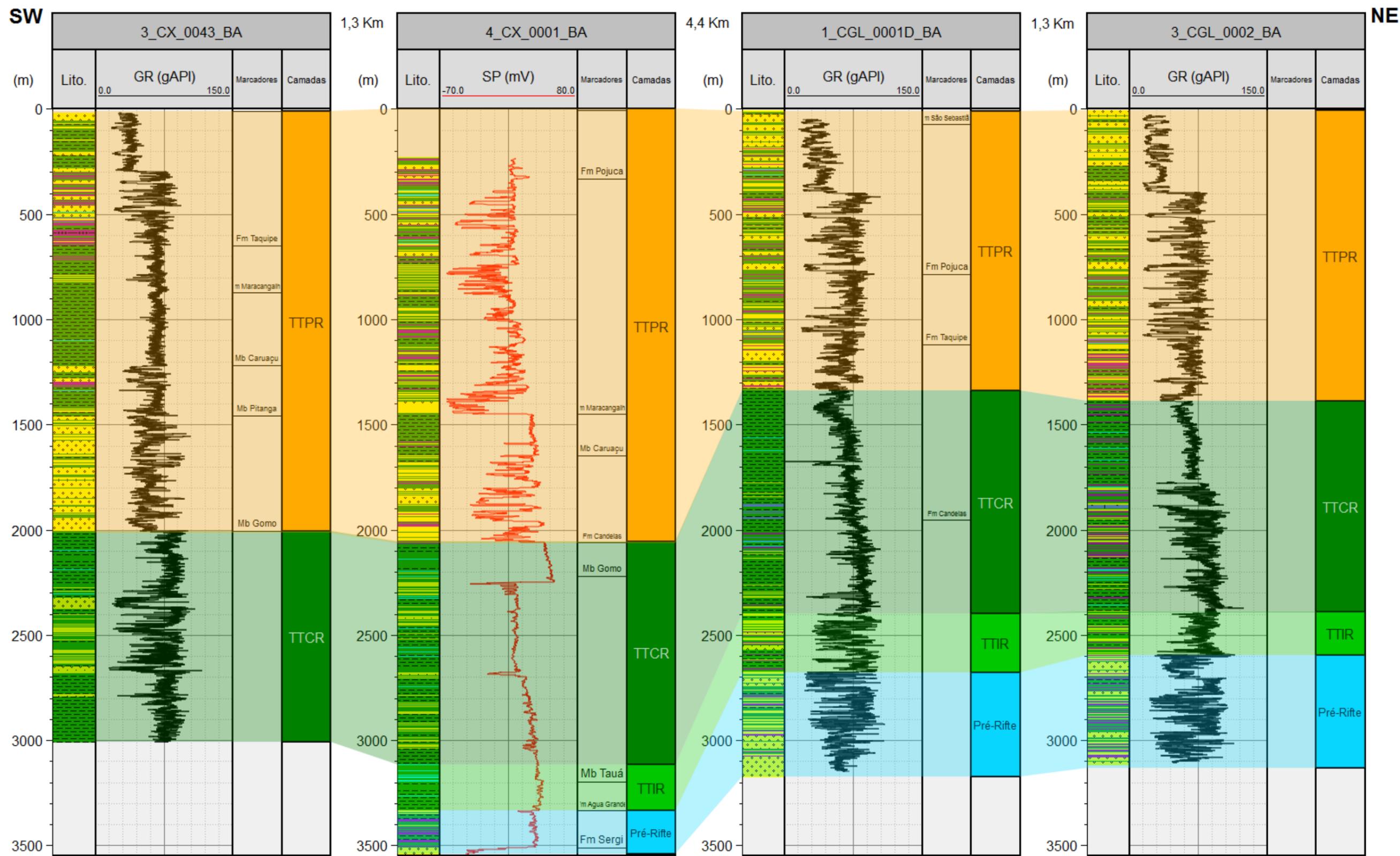
Fonte: A autora, 2016.

Figura 59 – Correlação estratigráfica entre os poços da seção WNW-ESE, mostrando o intervalo pré-rifte e os Tratos de Tectônicos de Início, Clímax e Preenchimento de Rift.



Fonte: A autora, 2016.

Figura 60 – Correlação estratigráfica entre os poços da seção SW-NE, mostrando o intervalo pré-rifte e os Tratos de Tectônicos de Início, Clímax e Preenchimento de Rift.



Fonte: A autora, 2016.

5 INTERPRETAÇÕES GEOQUÍMICAS

Para que haja geração de hidrocarbonetos é necessário que exista uma quantidade considerável de matéria orgânica que tenha sido acumulada e preservada, e que tenha qualidade adequada à geração de óleo e gás. Dessa forma, a geoquímica orgânica é uma das ferramentas mais importantes para a caracterização de intervalos geradores de hidrocarbonetos. A quantidade de matéria orgânica é medida através do teor de carbono orgânico total (COT), enquanto o potencial gerador é caracterizado através da pirólise *rock-eval*. Outro fator imprescindível para a transformação da matéria orgânica em hidrocarbonetos diz respeito à sua evolução térmica. Essa evolução pode ser medida através dos valores de pirólise e da reflectância da vitrinita.

5.1 Carbono Orgânico Total

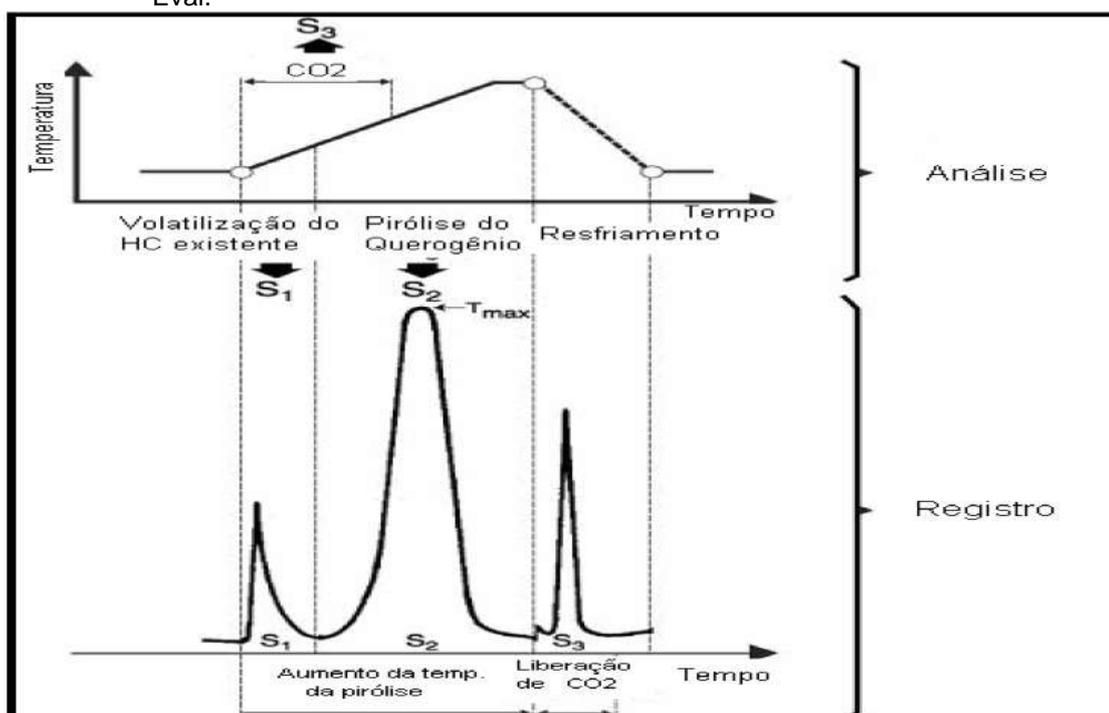
Entre as características geoquímicas necessárias para avaliar um sedimento como sendo de uma rocha geradora de hidrocarbonetos, a quantificação da matéria orgânica se apresenta como o primeiro parâmetro a ser considerado. A quantidade de matéria orgânica é medida através do teor de carbono orgânico total (COT), expresso na forma de percentual em relação ao peso da amostra, que reflete as condições de produção e preservação no ambiente deposicional. A quantidade de matéria orgânica presente nos sedimentos ou rochas inclui tanto a matéria orgânica insolúvel, denominada de querogênio, como a matéria orgânica solúvel em solventes orgânicos, denominada de betume.

O processamento consiste inicialmente em tratar a amostra pulverizada com ácido clorídrico a fim de liberar o carbono inorgânico (na forma de carbonato) e, depois disso, medir a quantidade de CO₂ gerada quando a amostra é submetida ao processo de combustão. Valores de COT superiores a 1% são considerados bons para os folhelhos geradores de hidrocarbonetos, enquanto valores acima de 4% são excelentes.

5.2 Pirólise *Rock-Eval*

A pirólise *Rock-Eval* representa um processo físico-químico onde, em condições de laboratório, simula-se o processo natural de metagênese e catagênese da matéria orgânica, auxiliando a identificação de rochas potencialmente geradoras de petróleo. São utilizadas pequenas quantidades de amostras de rocha pulverizada, que são aquecidas em um micro-forno com atmosfera inerte para que não ocorra combustão. As taxas de aquecimento e temperaturas usadas na pirólise (25°C/min e até 600°C, respectivamente) são várias ordens de grandeza maiores do que as que controlam o processo de geração na natureza (da ordem de alguns °C/m), a fim de compensar o pouco tempo da análise (da ordem de 30 minutos) (ESPITALIÉ et al., 1985). Durante o processo de aquecimento, são liberados, sucessivamente, os hidrocarbonetos livres existentes na amostra e os hidrocarbonetos e o gás carbônico gerados pelo craqueamento térmico do querogênio. Estes gases são registrados por uma unidade analógico-digital sob a forma de um pirograma, no qual podem ser observados os três picos (denominados de S1, S2 e S3) usados nos estudos geoquímicos (figura 61).

Figura 61 – Ciclo de análise e exemplo de registro obtido como resultado da Pirólise *Rock-Eval*.



Fonte: Modificado de Tissot & Welte (1984).

O pico S1, gerado entre as temperaturas de 250 e 350 °C, equivale à quantidade de hidrocarbonetos (em mg HC/g Rocha) livres (betume), já formados na rocha, que podem ser extraídos normalmente por solventes orgânicos.

O pico S2, gerado entre as temperaturas de 350 a 550 °C, corresponde à quantidade (também, em mg HC/g rocha) de hidrocarbonetos liberados pelo craqueamento térmico do querogênio, sendo denominado de potencial gerador e correspondendo à quantidade de petróleo que a rocha analisada teria condição de produzir caso submetida às condições de soterramento adequadas. Valores de S2 < 2 representam um baixo potencial a ser gerado; entre 2 e 5, um potencial moderado; entre 5 e 10, um bom potencial; e acima de 10, um excelente potencial a ser gerado.

Finalmente, o pico S3 representa a quantidade de dióxido de carbono (CO₂) liberado pelo craqueamento térmico do querogênio (em mg CO₂/g rocha) (ESPITALIÉ et al., 1985).

Como a conversão do querogênio em petróleo ocasiona uma progressiva redução do potencial gerador (S2) acompanhada por um aumento progressivo da quantidade de hidrocarbonetos livres (S1), usa-se a relação S1/S1+S2 (denominada índice de produção ou IP), como um indicador do avanço do processo de geração e do nível de maturação da rocha geradora.

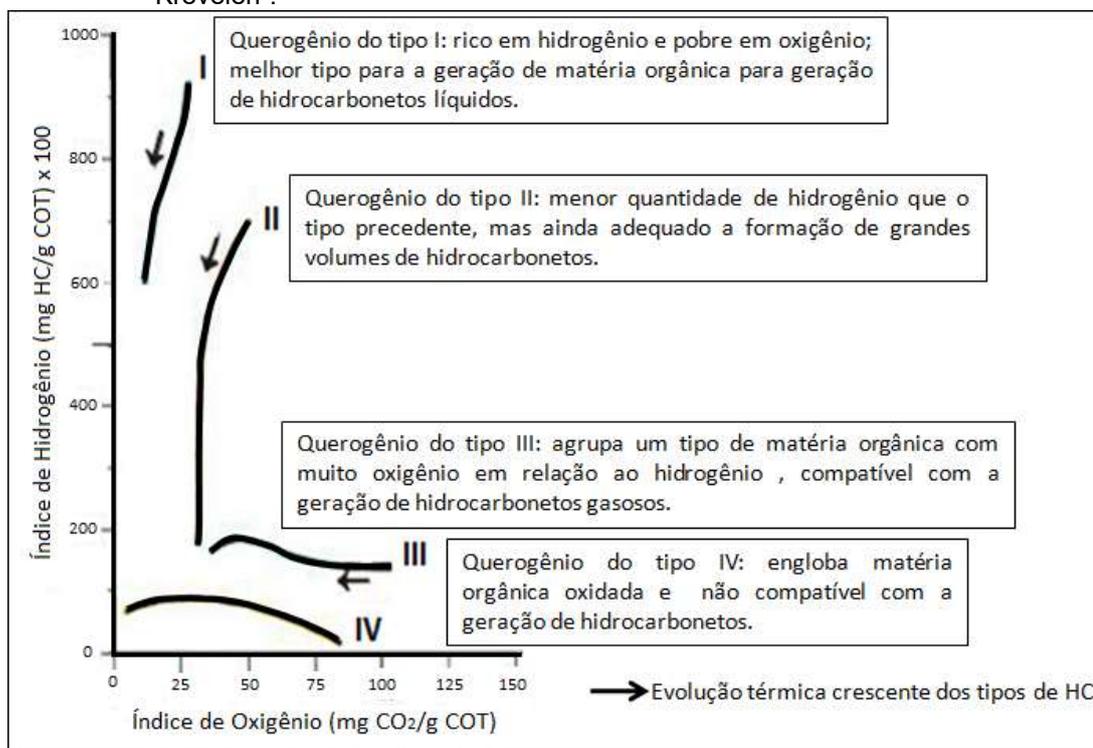
A temperatura (em °C) em que ocorre o máximo de geração de hidrocarbonetos pelo craqueamento do querogênio é denominada de Tmax e também reflete o grau de evolução térmica da matéria orgânica, sendo usada como parâmetro de maturação. De modo geral, as rochas termicamente imaturas apresentam valores de Tmax < 440°C e de IP < 0,1 enquanto aquelas que alcançaram o pico de geração apresentam valores de Tmax entre 445-450°C e de IP da ordem 0,4.

Uma vez que os picos S2 e S3 refletem, respectivamente, a quantidade de hidrogênio e oxigênio presentes na matéria orgânica, Espitalié et al. (1985) propuseram os índices de hidrogênio (IH, obtido a partir da razão S2/COT e expresso em MG HC/g COT) e de oxigênio (IO, calculado pela razão S3/COT e expresso em mg CO₂/g COT). Estes índices, que são correlacionáveis respectivamente às razões H/C e O/C obtidas através de análises elementares, refletem a interação entre a natureza da matéria orgânica e seu grau de preservação. De um modo geral, quando o IH é menor que 200, a matéria orgânica

tem potencial para gerar gás; entre 200 e 300, tem potencial para gerar gás e condensado; e acima de 300, tem potencial para gerar óleo.

Os quatro tipos básicos de querogênio podem ser identificados com a integração de dados de IH e IO em diagramas do tipo Van Krevelen (figura 62) (ESPITALIÉ et al., 1985). Pode-se dizer que a matéria orgânica do tipo I é rica em hidrogênio e formada principalmente por algas (matéria orgânica amorfa), sendo o melhor tipo para geração de óleo; a do tipo II também é rica em hidrogênio, mas menos que a do tipo I, e é formada por polens, esporos, cutículas e ceras de vegetais terrestres (matéria orgânica liptínica); a do tipo III é rica em oxigênio e formada por plantas superiores terrestres e restos de troncos, caules, raízes e folhas (vitrinita), gerando hidrocarbonetos gasosos; e o querogênio do tipo IV é composto por matéria orgânica oxidada, não apresentando qualquer potencial para geração de hidrocarbonetos.

Figura 62 – Classificação e evolução térmica dos querogênios segundo diagrama tipo “Van Krevelen”.



Fonte: ESPITALIÉ et al.(1985).

5.3 Reflectância da Vitrinita

É um método óptico de medição de reflectância sobre a superfície polida de uma partícula orgânica, que começou a ser implantado a partir do trabalho de Waples (1980). A vitrinita, originalmente fragmento de madeiras e plantas, se torna mais brilhante e reflete a luz melhor conforme há o aumento da temperatura. Esse reflexo é medido com o intuito de obter um valor do coeficiente R_o (% da reflectância da vitrinita) que irá indicar a maturidade da rocha. De acordo com Tissot & Welte (1984), um percentual de R_o abaixo de 0,6% é característico de matéria orgânica imatura; valores entre 0,6% - 1,0% são representativos da zona de geração de óleo; valores acima de 1% indicam geração de gás e condensado; valores entre 1,35 - 2% indicam geração de gás úmido; e valores acima de 2% indicam a zona de geração de gás seco e um grau de maturação senil. Na tabela 5 é possível ver a relação entre os valores de % R_o e de T_{max} associados aos estágios de maturação da matéria orgânica.

Tabela 5 – Estágios de maturação da matéria orgânica com os valores de R_o (%) e T_{max} (°C) associados.

Estágio	HC's	R_o (%)	T_{max} (°C)	Maturação
Diagênese	metano bioquímico	< 0,6	440	Imaturo
Catagênese	óleo	0,6 - 1		
	gás e condensado	1 - 1,35	470	Maturo
	gás úmido	1,35 - 2		
Metagênese	gás seco	>2		Senil

Fonte: Adaptado de Tissot & Welte, 1984.

5.4 Aplicação da geoquímica orgânica no Campo de Cexis

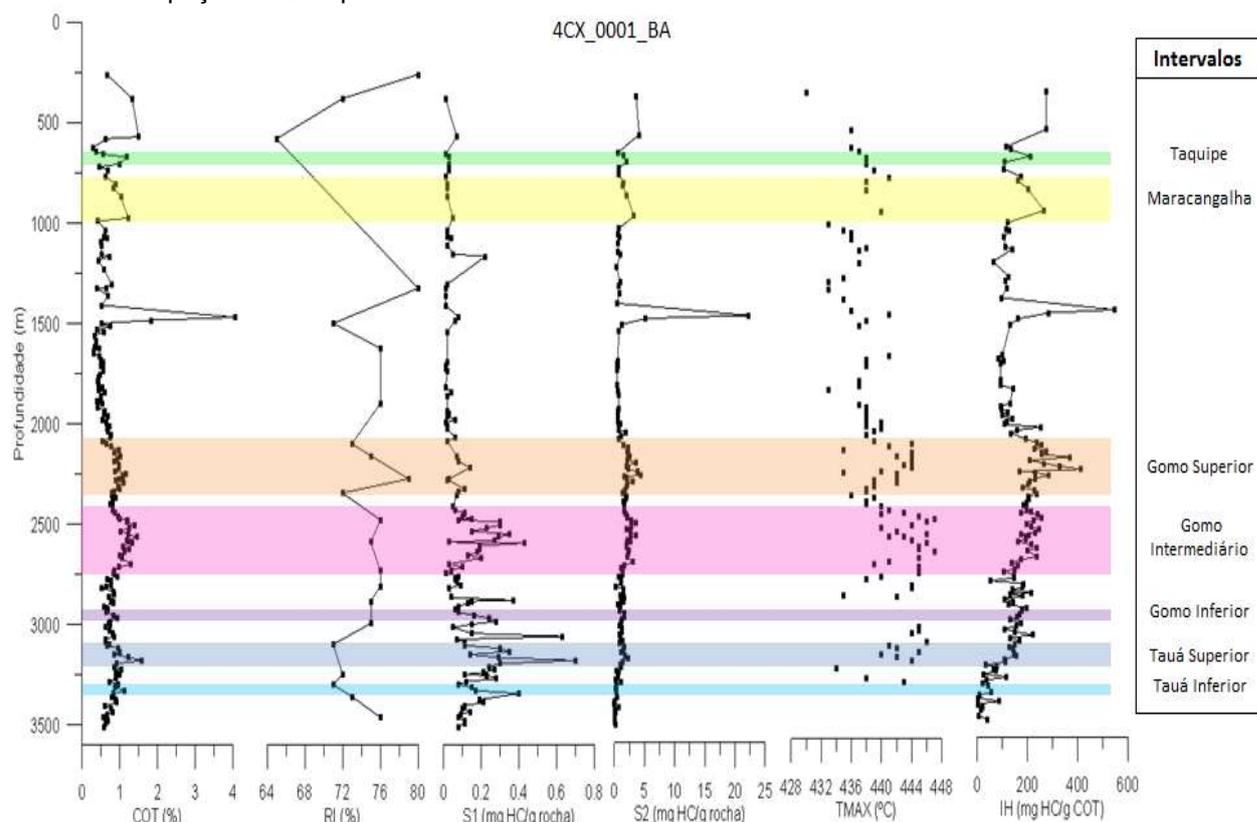
Foram recebidos dados de COT e pirólise para 15 poços da área estudada, não tendo sido necessário, portanto, o processamento de amostras. Para a interpretação, os dados de COT, resíduo insolúvel e pirólise foram carregados no software Grapher 8, desenvolvido pela Golden Softwares, e editados em softwares

de imagens. A correlação entre os poços foi feita através do software TRACE, da K2 Sistema e Projetos Ltda.

O primeiro passo realizado depois do carregamento dos dados foi a análise dos valores dos perfis de COT, em busca de eventos significativos de aumento dos mesmos. Após essa primeira interpretação, as informações dos perfis compostos dos poços foram utilizadas a fim de se correlacionarem os intervalos de interesse com formações da bacia. A partir dessa correlação, foi possível, também, identificar intervalos que se repetem em outros poços de forma a conhecer-se a extensão areal dos eventos ao longo do campo. Os intervalos na profundidade abaixo do topo do Trato Tectônico de Clímax de Rifte tiveram um enfoque maior por tratar-se de intervalos mais interessantes para folhelhos prolíficos, por isso, sua caracterização envolveu um desmembramento maior dos eventos em relação aos intervalos superiores.

Assim, foram identificados 7 intervalos em toda a profundidade dos poços, sendo eles: Tauá Inferior, Tauá Superior, Gomo Inferior, Gomo Intermediário, Gomo Superior, Maracangalha e Taquipe (figura 63).

Figura 63 – Intervalos geoquímicos de interesse do poço 4CX-1-BA que se repetem nos demais poços do Campo de Cexis.

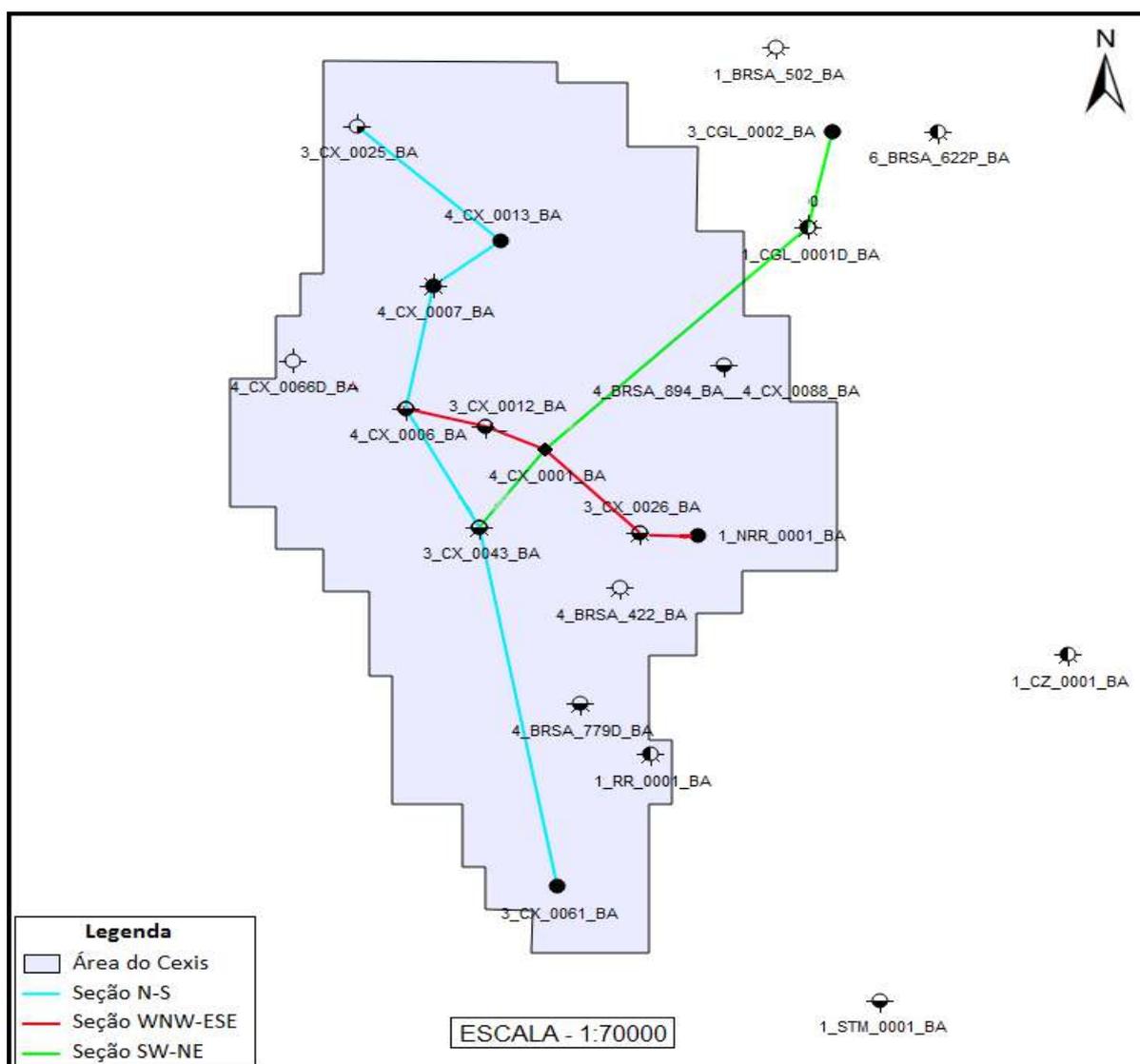


Fonte: A autora, 2016.

No Membro Tauá, da Formação Candeias, 2 intervalos foram identificados: o Tauá Inferior, na parte basal da unidade em questão, e o Tauá Superior, localizado próximo ao topo. Dentro do Membro Gomo, também da Formação Candeias, foram identificados 3 intervalos: Gomo Inferior, Gomo Intermediário e Gomo Superior. Esses intervalos, assim como os do Membro Tauá, encontram-se nas porções basal, intermediária e superior (respectivamente) do Membro que lhes dá nome. Os intervalos Maracangalha e Taquipe encontram-se próximos ao topo de suas formações homônimas. Por falta de dados em alguns poços para tais profundidades, os 2 últimos intervalos não foram encontrados em todos os poços. Apesar de não terem condições ideais de maturação por estarem numa parte rasa do campo, esses intervalos geoquímicos são importantes marcadores litoestratigráficos para o mesmo. Com relação aos intervalos de interesse da Formação Candeias, em alguns poços só há 2 eventos no Membro Gomo e 1 no Membro Tauá, por exemplo.

A fim de se conhecer a relação entre os poços do campo, foram feitas três seções geoquímicas ao longo do Campo de Cexis. São elas: seção N-S, seção WNW-ESE e seção SW-NE. A localização das seções está exposta abaixo, na figura 64.

Figura 64 – Localização das seções geoquímicas junto ao Campo de Cexis.



Fonte: A autora, 2016.

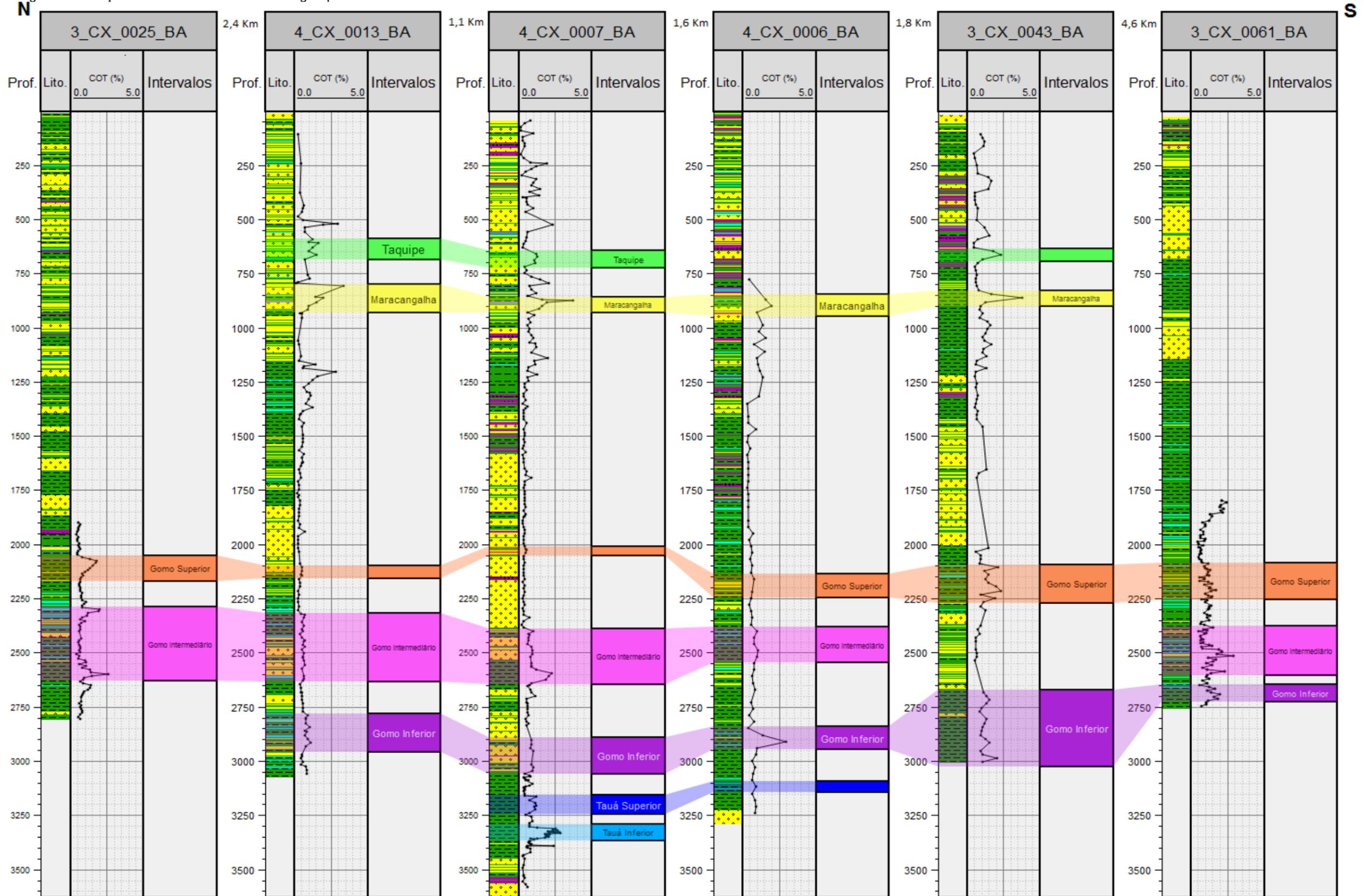
A seção N-S (figura 65) corta toda a área do campo longitudinalmente e é composta por 6 poços. A relação entre os intervalos geoquímicos caracterizados nos poços da seção não mostra grandes diferenças de profundidade. Como dito anteriormente, alguns intervalos como Taquipe, Maracangalha e Tauá, não foram encontrados em todos os poços por falta de dados. Porém houve casos, como no poço 3CX-43-BA, por exemplo, onde não foi possível a identificação do intervalo Gomo Intermediário, mesmo com a presença dos dados.

A seção de direção WNW-ESE é composta por 5 poços (figura 66). É possível observar que essa seção, localizada na parte central do Campo de Cexis, é a que tem maior representatividade dos intervalos geoquímicos de interesse correspondentes à Formação Tauá, podendo-se concluir que na área central do

campo, a superfície que delimita o topo da seção pré-rifte estava mais profunda e, portanto, foi onde os sedimentos finos da fase de lago, ou do Trato Tectônico de Início de Rifte, foram depositados primeiro. É importante observar, também, que em alguns poços a amostragem teve um espaçamento maior, dificultando a identificação de alguns intervalos, como foi o caso dos intervalos Taquipe e Maracangalha no poço 3CX-12-BA.

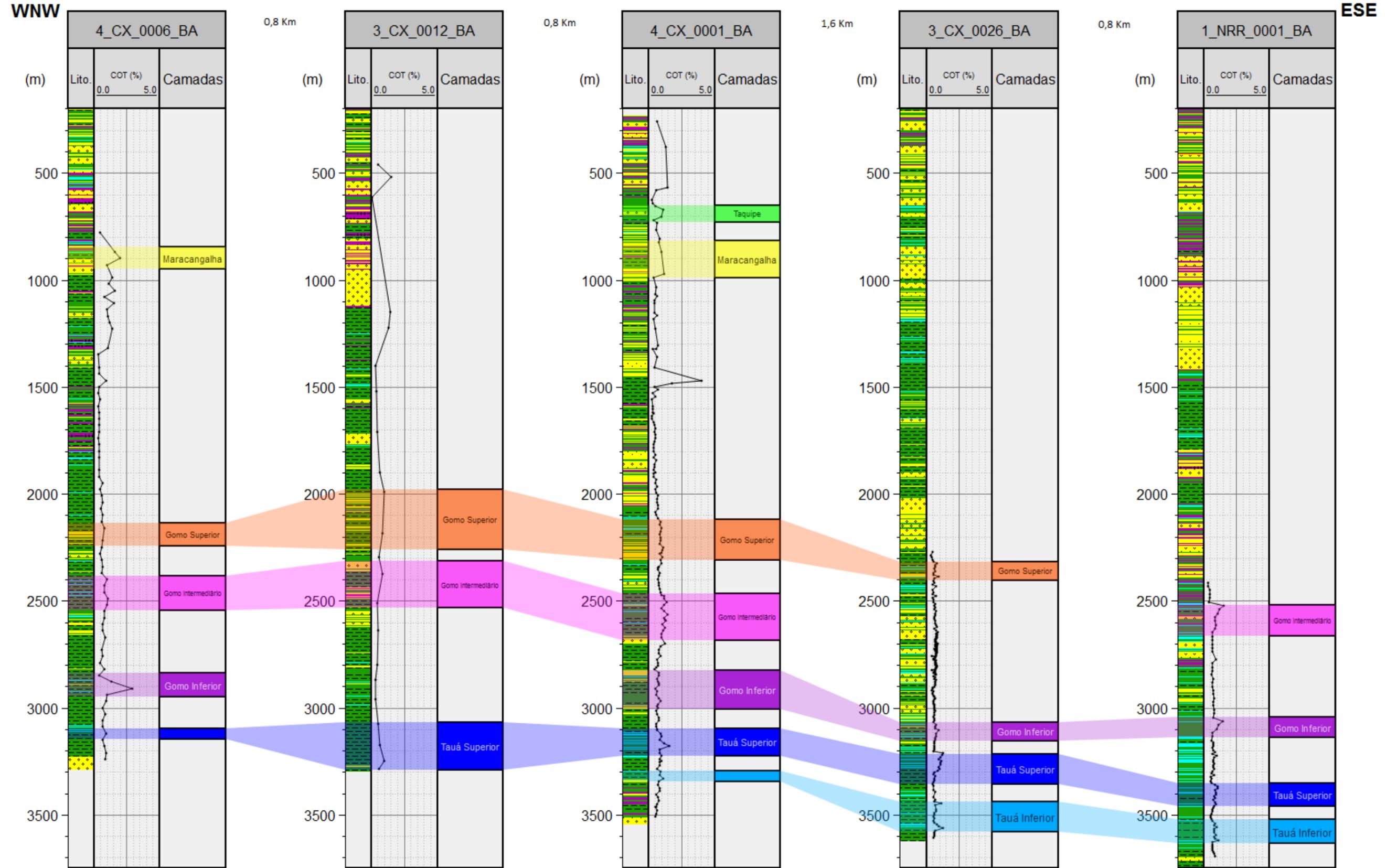
A terceira e última seção SW-NE é composta por 4 poços e, assim como na seção anterior, tem os intervalos Taquipe e Maracangalha bem correlacionados em profundidade. Entretanto, na figura 67, pode-se notar que nos poços 3CGL-2-BA e 1CGL-1D-BA, os intervalos correspondentes ao Membro Tauá não foram encontrados. Isso se deve ao fato de que, no tempo de deposição desses sedimentos nas partes profundas da bacia, a região mais a nordeste da área tinha os sedimentos pré-rifte ainda expostos devido aos falhamentos de alívio relacionados à abertura do rifte, como foi mostrado no capítulo de interpretação sísmica.

Figura 65 – Seção Norte-Sul com os intervalos geoquímicos de interesse destacados.



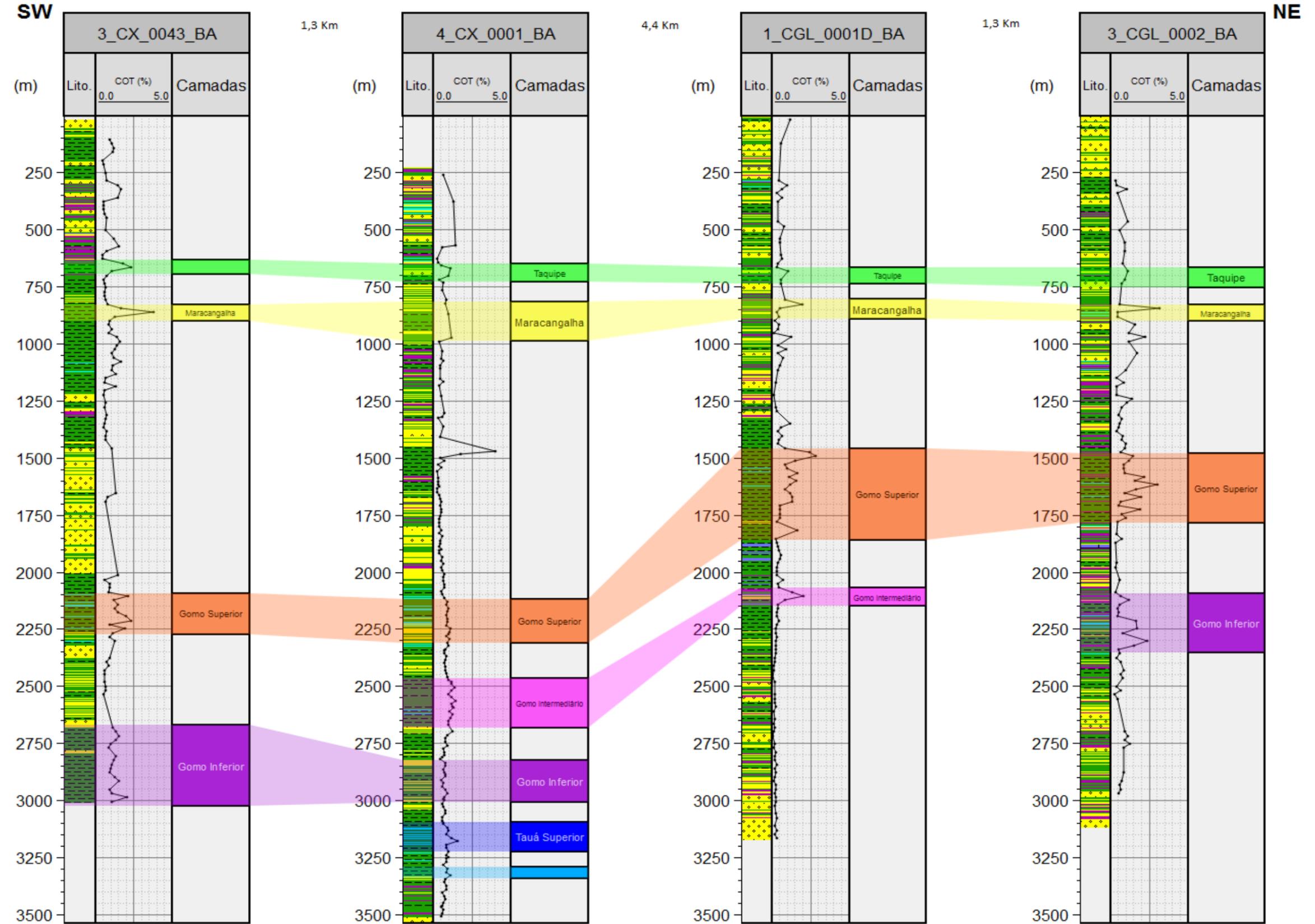
Fonte: A autora, 2016.

Figura 66 – Seção WNW-ESE com os intervalos geoquímicos de interesse destacados.



Fonte: A autora, 2016.

Figura 67 – Seção Sudoeste-Nordeste com os intervalos geoquímicos de interesse destacados.



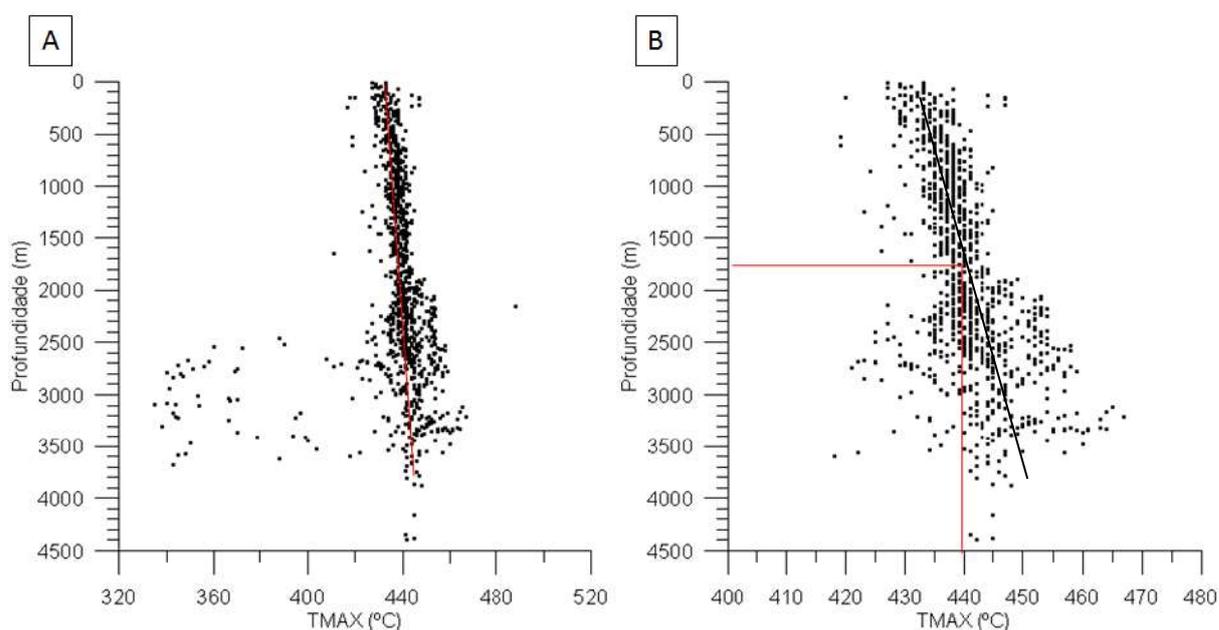
Fonte: A autora, 2016.

5.4.1 Evolução térmica da matéria orgânica na área de estudo

Antes dos intervalos serem metodicamente descritos e caracterizados, uma discussão importante a ser feita diz respeito à evolução térmica das rochas da área, representada pelos valores de Tmax e de reflectância da vitrinita (%Ro).

A fim de se fazer um controle de qualidade, os dados de Tmax de todos os poços foram plotados num gráfico mostrando a relação entre eles e a profundidade (figura 68-A), onde se pode observar um *trend* de aumento da temperatura em que ocorre o máximo de geração de hidrocarbonetos (Tmax), proporcional ao aumento da profundidade. Quando excluídos os valores espúrios (figura 68-B), a profundidade a partir da qual a maioria dos valores de Tmax são superiores a 440 °C corresponde a aproximadamente 1750 metros, e conseqüentemente, é a profundidade partir da qual as rochas na área estão termicamente maduras.

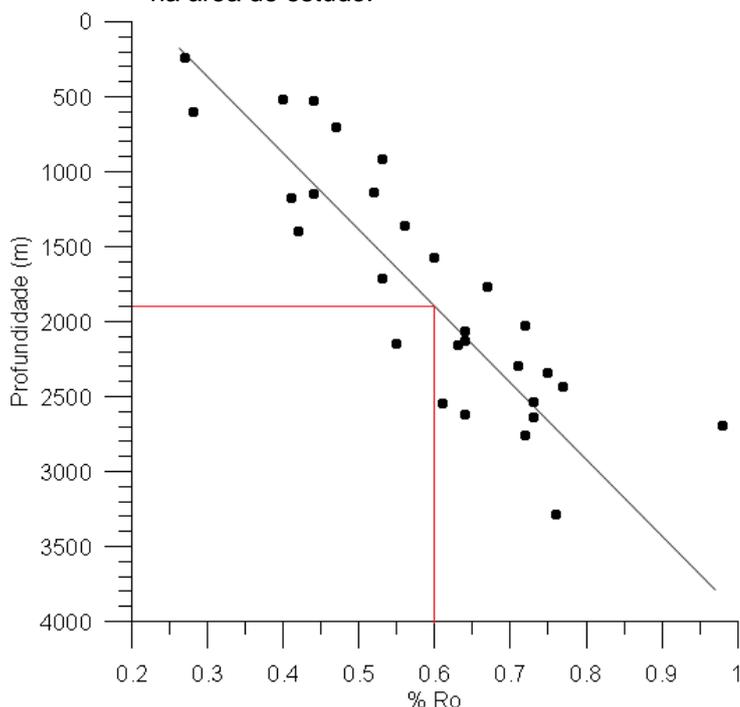
Figura 68 – Relação entre a profundidade e valores de Tmax na área de estudo.



Fonte: A autora, 2016.

Dados de %Ro foram encontrados nas pastas de 4 poços da área. O gráfico da figura 69, mostra a relação entre os valores de %Ro dos 4 poços e a profundidade, e possibilita verificar que a profundidade a partir da qual a evolução térmica está num estágio maduro é de aproximadamente 1900 metros, correspondente ao valor de 0,6% Ro.

Figura 69 – Relação entre a profundidade e valores de %Ro na área de estudo.



Fonte: A autora, 2016.

Portanto, os intervalos Maracangalha e Taquipe, estão em profundidades rasas e ainda não atingiram a evolução térmica desejável para a geração de hidrocarbonetos. Dessa forma, não são relevantes para o presente estudo. Já os intervalos geoquímicos do Membro Tauá (Inferior e Superior) e Gomo (Inferior, Intermediário e Superior) são os de maior interesse, pois se encontram dentro da janela de maturação na área. A caracterização geoquímica dos intervalos será feita a seguir, através das análises e interpretações dos gráficos de COT e pirólise *rock-eval*.

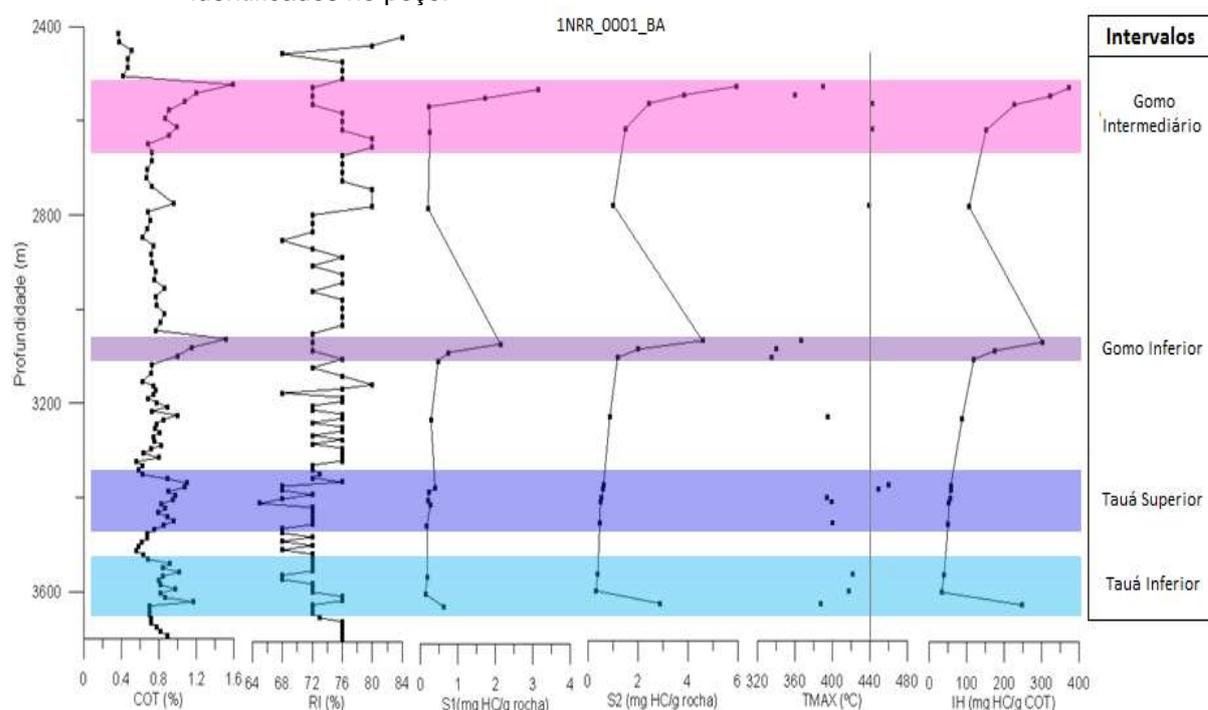
5.4.2 Intervalo geoquímico Tauá Inferior

O intervalo geoquímico Tauá Inferior foi identificado em 4 poços, sendo o intervalo mais profundo na área.

No poço 1NRR-1-BA (figura 70) o intervalo encontra-se entre as profundidades de 3522 e 3630 metros. Neste intervalo os valores de COT variam de 0,8 a 1,2%, ficando na média dos 0,9%. A espessura dos eventos com valores de

COT maiores ou iguais a 1% é de 20 metros. Os valores do resíduo insolúvel, na ordem de 72%, indicam uma composição de folhelhos calcíferos. As análises de pirólise não mostram um bom potencial gerador para o intervalo, com valores de S1 e S2 inferiores a 1 mg HC/g rocha e IH inferiores a 100 mg HC/g COT. Os dados de Tmax deste poço não estão muito confiáveis e, dessa forma, não é possível avaliar sua evolução térmica.

Figura 70 – Gráfico geoquímico do poço 1NRR-1-BA, mostrando os intervalos geoquímicos identificados no poço.

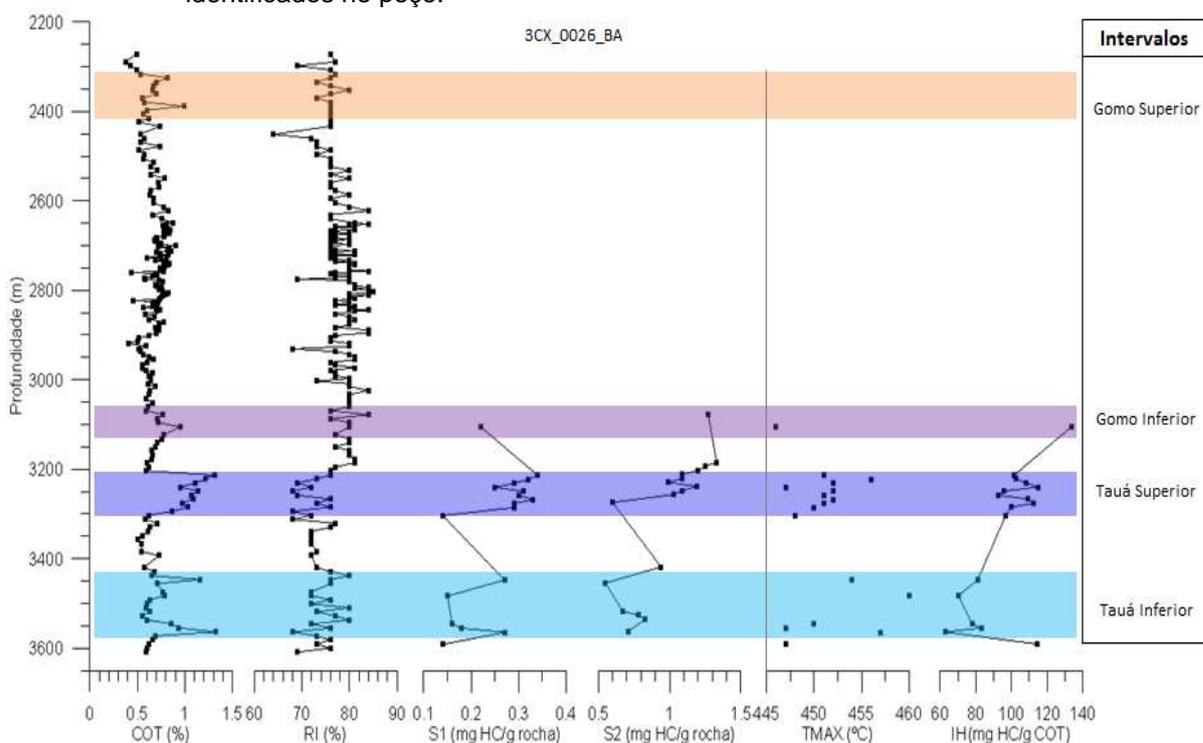


Fonte: A autora, 2016.

No poço 3CX-26-BA o intervalo é constituído por 2 eventos que culminaram no aumento dos valores de COT. O mais profundo, a aproximadamente 3550 metros de profundidade tem uma variação de 0,6 a 1,4% de COT, com espessura aproximada de 15 metros do intervalo onde os valores de COT são maiores ou iguais a 1%. Os valores de RI, que vão de 68 a 78%, indicam uma intercalação de folhelhos calcíferos e pouco calcíferos. O intervalo mais raso, na profundidade de 3450 metros e com espessura de aproximadamente 12 metros, tem valores de COT chegando a 1,2%. Entretanto, assim como no poço anterior, os valores de S1 e S2 são inferiores a 1 mg HC/g rocha, enquanto os valores de IH são inferiores a 100 mg HC/g COT. Os valores de Tmax, essencialmente maiores que 450°C, assinalam um intervalo de evolução térmica madura, provavelmente na zona de geração de gás e

condensado (figura 71). É importante que se faça uma relação entre a evolução térmica e os valores de IH e IO, que tendem a ser inversamente proporcionais. Dessa forma, esses valores podem indicar que, com a avançada evolução térmica, já houve geração de hidrocarbonetos líquidos e que o intervalo pode estar na janela de geração de hidrocarbonetos gasosos, que não são detectados pelo S1, pois escapam no momento da amostragem e pulverização.

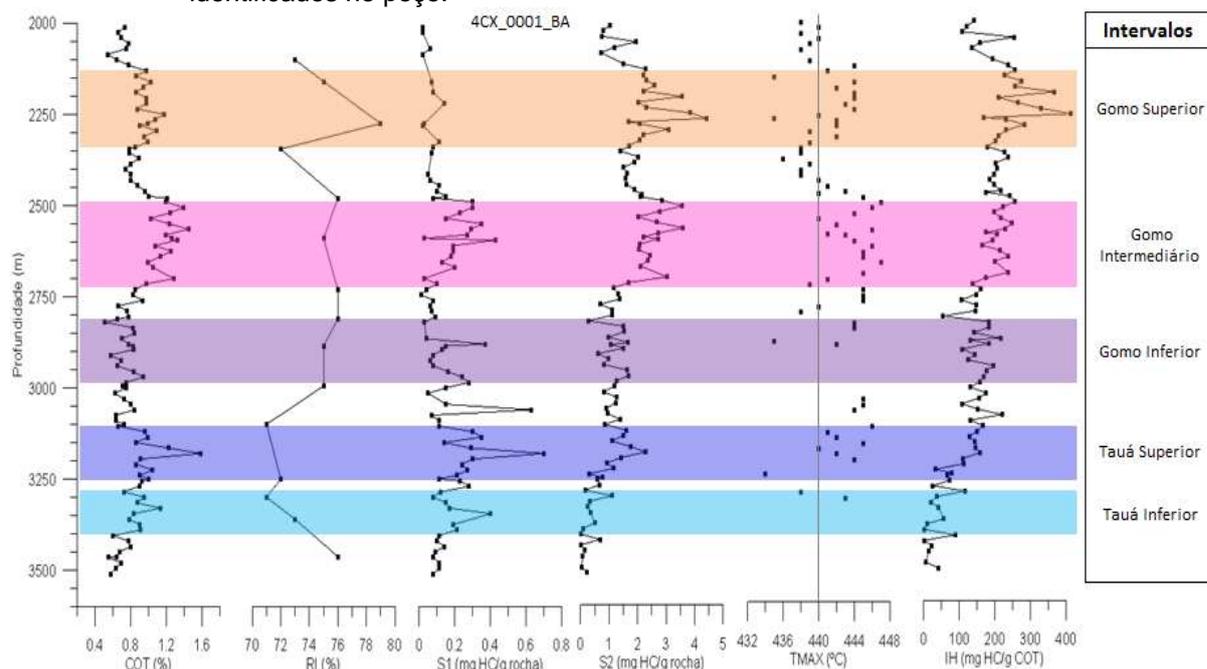
Figura 71 – Gráfico geoquímico do poço 3CX-26-BA, mostrando os intervalos geoquímicos identificados no poço.



Fonte: A autora, 2016.

No poço 4CX-1-BA (figura 72) o intervalo com valores de COT superiores a 1% tem espessura aproximada de 10 metros. Os valores de COT variam de 0,8 a 1,2%, enquanto os valores de RI, na casa dos 72%, indicam predominância de folhelhos calcíferos. Os valores de S1 são muito baixos, inferiores a 0,4 mg HC/g rocha e os valores de S2 chegam a 1,5 mg HC/g de rocha, o que indicaria um baixo potencial para geração de hidrocarbonetos. Os valores de Tmax para esse poço não chegam à profundidade do intervalo Tauá Inferior, no entanto, os valores de IH, inferiores a 100 mg HC/g COT, podem sugerir que a rocha se encontra na janela de geração de gás.

Figura 72 – Gráfico geoquímico do poço 4CX-1-BA, mostrando os intervalos geoquímicos identificados no poço.

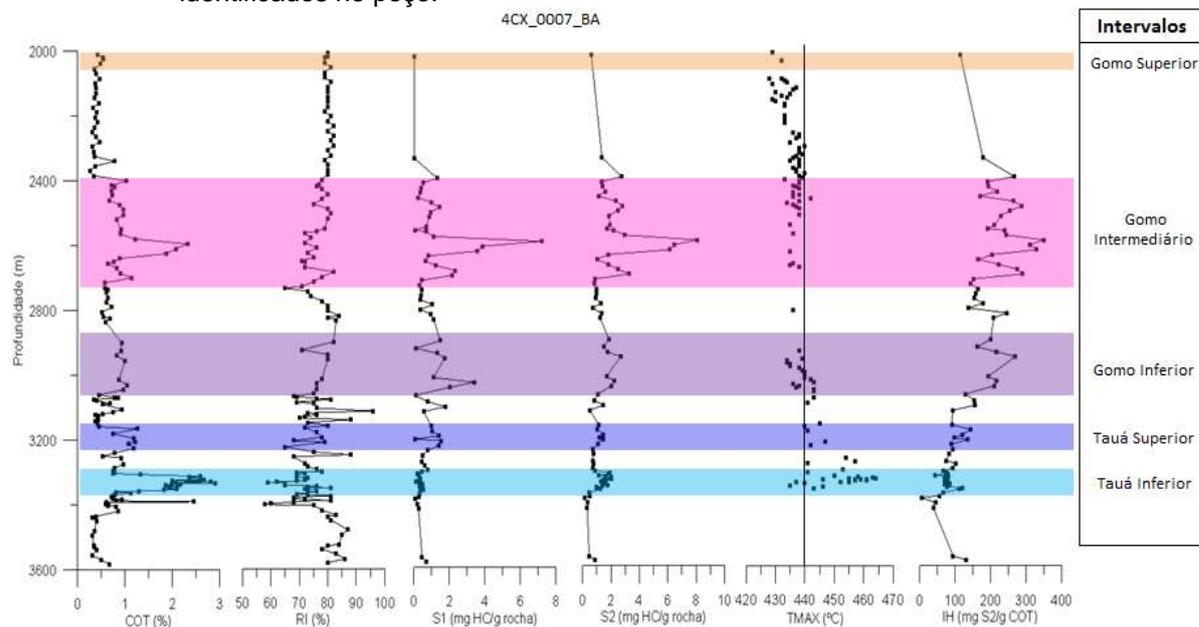


Fonte: A autora, 2016.

Finalmente, no poço 4CX-7-BA (figura 73), o intervalo tem espessura aproximada de 57 metros e se encontra na profundidade de 3295 metros. Esse intervalo tem valores altos de COT (de 0,9 a 2,9%) e RI de 55 a 80%, mostrando uma intercalação entre folhelhos pouco e muito calcíferos. Apesar dos altos valores de COT, os valores de pirólise permanecem baixos, com valores de S1 inferiores a 1 mg HC/g rocha, S2 na média de 2 mg HC/g rocha e IH de 100 mg HC/g COT. Se uma linha imaginária for traçada nos resultados de Tmax, pode-se notar um *trend* de aumento desses valores, culminando num valor médio de 450°C para essa profundidade, o que também indica, neste caso, um grau de evolução maduro, com valores típicos do fim da janela de geração de óleo.

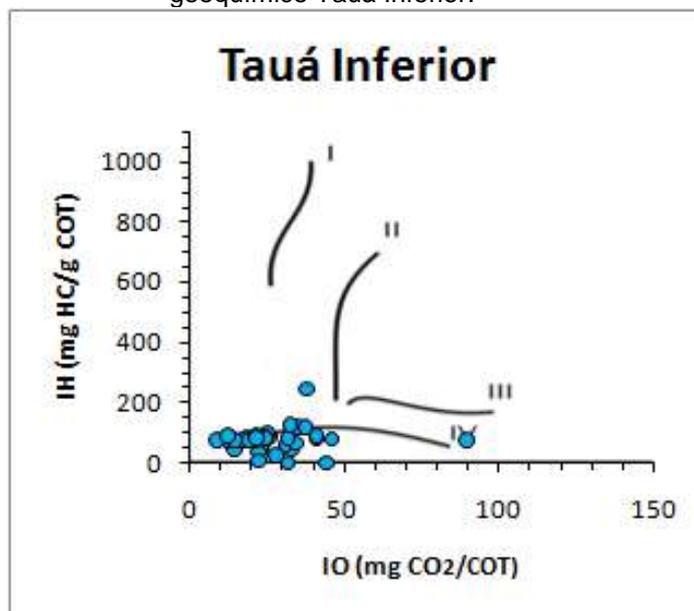
Após a identificação e caracterização dos intervalos geoquímicos em todos os poços, os dados de IH e IO para cada intervalo foram plotados no diagrama do tipo Van Krevelen a fim de identificar-se o tipo de querogênio das amostras. Como pode ser visto na figura 74, o intervalo Tauá Inferior apresenta querogênio se comportando como os do tipo IV, embora não possa ser descartado, ao menos para algumas amostras, que este posicionamento seja devido à elevada evolução térmica deste intervalo.

Figura 73 – Gráfico geoquímico do poço 4CX-7-BA, mostrando os intervalos geoquímicos identificados no poço.



Fonte: A autora, 2016.

Figura 74 – Diagrama do tipo Van Krevelen do intervalo geoquímico Tauá Inferior.



Fonte: A autora, 2016.

A tabela 6 mostra um resumo sobre o Intervalo Tauá Inferior nos poços da área. Os valores de COT chegam até 2,4% no poço 4CX-7-BA, porém a interpretação dos valores de pirólise não indica um intervalo com bom potencial para a geração de hidrocarbonetos. Há de levarem-se em consideração, entretanto, os valores relativos à evolução térmica das rochas. O Tmax, por exemplo, tem valores

que ultrapassam 450°C e podem sugerir um grau de evolução térmica correspondente à zona de geração de gás e condensado.

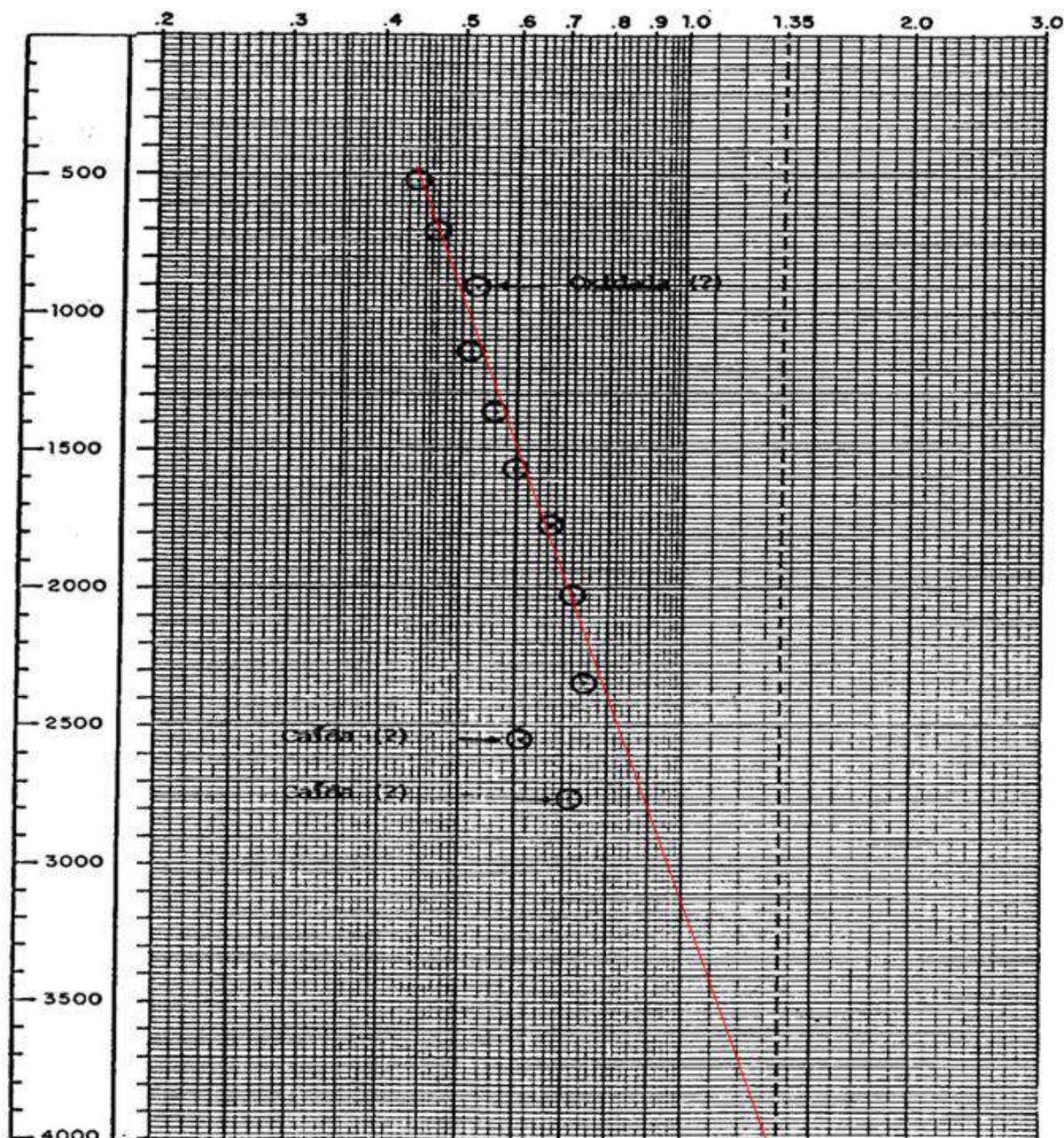
Tabela 6 – Resumo dos valores de COT e pirólise nos poços do intervalo geoquímico Tauá Inferior.

Intervalo Tauá Inferior								
Poço	Profundida de Média	Espessura	COT	RI	S1	S2	TMAX	IH
1NRR_0001_BA	3570	20	0,8 - 1,2	68 - 76	<1	<1	<440	<100
3CX_0026_BA	3510	27	0,6 - 1,4	68 - 78	<1	<1	445 - 460	<100
4CX_0001_BA	3320	10	0,8 - 1,2	71 - 73	<1	<1,5	>440	<100
4CX_0007_BA	3330	57	0,9 - 2,4	55 - 80	<1	<2	440-465	<100

Fonte: A autora, 2016.

Outro parâmetro que sustenta essa interpretação é a medida da Reflectância da Vitrinita (%Ro), cujos valores podem ser encontrados na figura 75, retirada da pasta do poço 4CX-7-BA. Nela, observa-se que o valor de 1% de Ro é identificado na profundidade aproximada de 3100 metros. A partir de então, pode-se estimar que o valor esperado para a profundidade do intervalo Tauá Inferior, ou seja, em torno de 3320 metros nos poços 4CX-1-BA e 4CX-7-BA, seria de 1,2%. Portanto, conclui-se que as rochas do intervalo geoquímico Tauá Inferior provavelmente estão no fim da zona de geração de gás e condensado. Entretanto, a partir dos baixos valores de S1, pode-se supor que praticamente não foram encontrados hidrocarbonetos líquidos nas amostras.

Figura 75 – Valores da Reflectância da Vitrinita para o poço 4CX-7-BA.



Fonte: Pasta de poço cedida pela ANP.

5.4.3 Intervalo geoquímico Tauá Superior

O intervalo geoquímico Tauá Superior foi identificado em 6 poços da área de estudo e a mesma metodologia descritiva aplicada para o intervalo anterior, será aplicada neste intervalo.

A fim de facilitar a descrição e interpretação do intervalo como um todo, na tabela 7 é possível ver o resumo dos valores de COT e pirólise nos poços do intervalo Tauá Superior, bem como a espessura aproximada dos intervalos cujos valores de COT são superiores ou iguais a 1%. Pode-se observar, que os valores de COT são baixos no geral, e que os valores de S1 e S2 são inferiores ou próximos a 1 mg HC/g rocha. Os valores de Tmax, entre 440 e 465 mg HC/g COT, indicam que o intervalo possui um grau de evolução maturo, estando dentro da zona de geração de óleo, gás e condensado.

Tabela 7 – Resumo dos valores de COT e pirólise nos poços do Intervalo Tauá Superior.

Intervalo Tauá Superior								
Poço	Profundida de Média	Espessura	COT	RI	S1	S2	TMAX	IH
1NRR_0001_BA	3414	15	0,8 - 1,1	65 - 76	<1	<1	-	< 100
3CX_0026_BA	3267	72	0,7 - 1,3	68 - 77	<1	<1,3	440-455	< 108
4CX_0001_BA	3150	25	0,7 - 1,6	72	<1	<2,3	440-446	109 - 167
4CX_0007_BA	3205	63	0,7 - 1,3	65-80	<1	<1,5	440-450	92 - 143
3CX_0012_BA	3180	10	0,6 - 1	66 - 76	<1	<1	>440	< 100
4CX_0006_BA	3120	-	<1	40	<1	<1	460-465	< 100

Fonte: A autora (2016).

No poço 1NRR-1-BA (figura 70), os valores de COT variam entre 0,8 e 1,1% e RI de 65 a 76%, indicando a predominância de folhelhos calcíferos. Os valores de S1 e S2, assim como os valores de IH, são típicos de um intervalo sem potencial para geração de hidrocarbonetos. Entretanto, o grau de evolução térmica pode ter afetado esses valores.

No poço 3CX-26-BA, os valores de RI, assim como no poço anterior, revelam uma composição de folhelhos ou siltitos calcíferos. Os valores de S1 permanecem baixos, enquanto os valores de S2 chegam a 1,3 mg HC/g rocha. O IH tem valores perto de 100 mg HC/g COT, no entanto, o potencial para geração de hidrocarbonetos do intervalo é muito baixo (figura 71). Os valores de Tmax, maiores que 450°C, sugerem que a rocha possa estar no fim da zona de geração de óleo, explicando os baixos valores da pirólise, em virtude da avançada evolução térmica no intervalo.

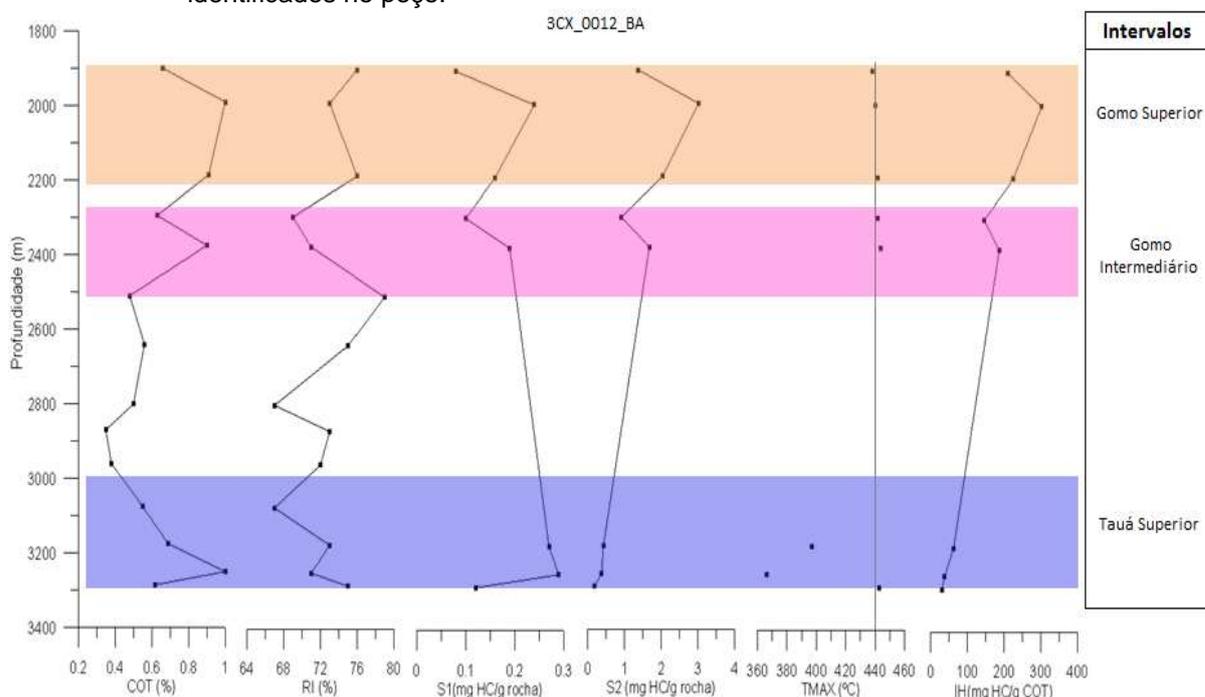
No poço 4CX-1-BA (figura 72), há um aumento nos valores de COT, que chegam a 1,6%. Os valores de pirólise, assim como os de COT, aumentam, com valores de S2 chegando a 2,3 mg HC/g rocha. Os valores de IH variam entre 109 e

167 mg HC/g de COT e, dessa forma, o intervalo tem um baixo a moderado potencial para geração de gás.

O poço 4CX-7-BA, na figura 73, é composto por uma intercalação de folhelhos pouco a muito calcíferos. Os valores de S2, de 0,7 a 1,5 mg de HC/g rocha, e de IH, de 92 a 143 mg HC/g COT, sugerem um potencial muito baixo para geração de gás. De acordo com os valores da %Ro da figura 75, no entanto, o intervalo, em torno dos 3200 metros, teria um valor de 1% de Ro e estaria, portanto, na fase final de geração de óleo, assim como também sugerem os valores de Tmax, ao redor de 445°C.

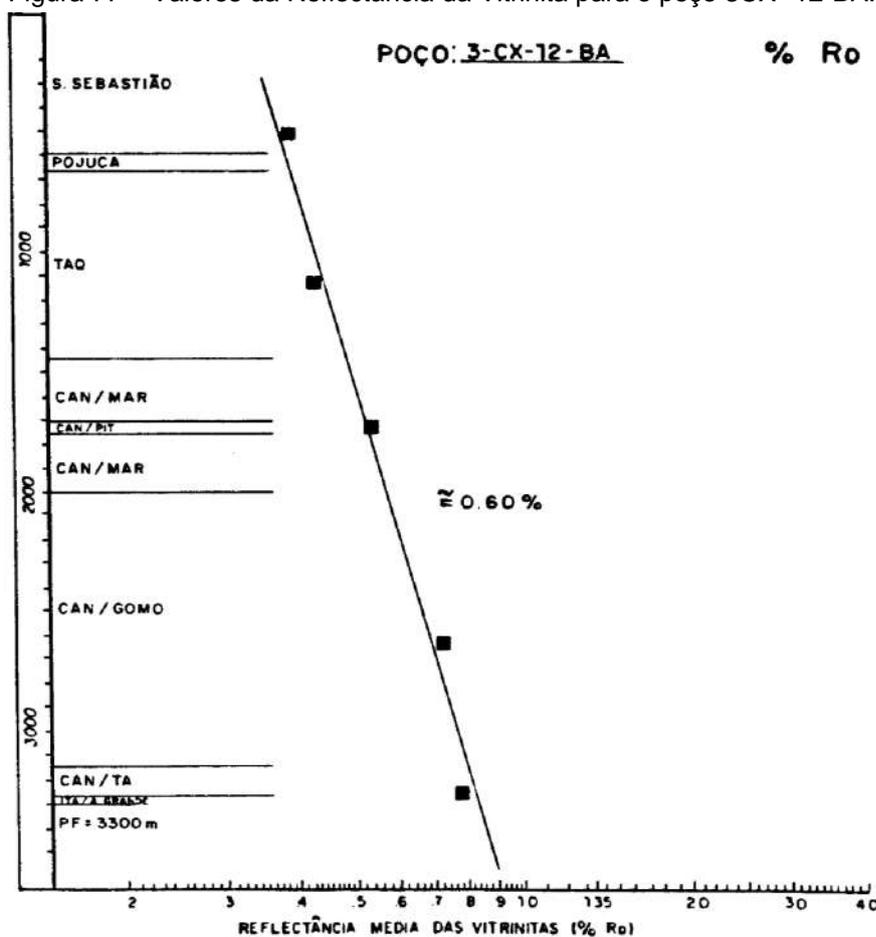
No poço 3CX-12-BA (figura 76), o intervalo tem valores de COT e pirólise muito baixos, que podem indicar um intervalo sem potencial para geração de hidrocarbonetos. Na figura 77, o valor de aproximadamente 0,8% de Ro, indica que o intervalo estaria na janela de geração de óleo, se tivesse potencial para tal.

Figura 76 – Gráfico geoquímico do poço 3CX-12-BA, mostrando os intervalos geoquímicos identificados no poço.



Fonte: A autora (2016).

Figura 77 – Valores da Reflectância da Vitrinita para o poço 3CX-12-BA.



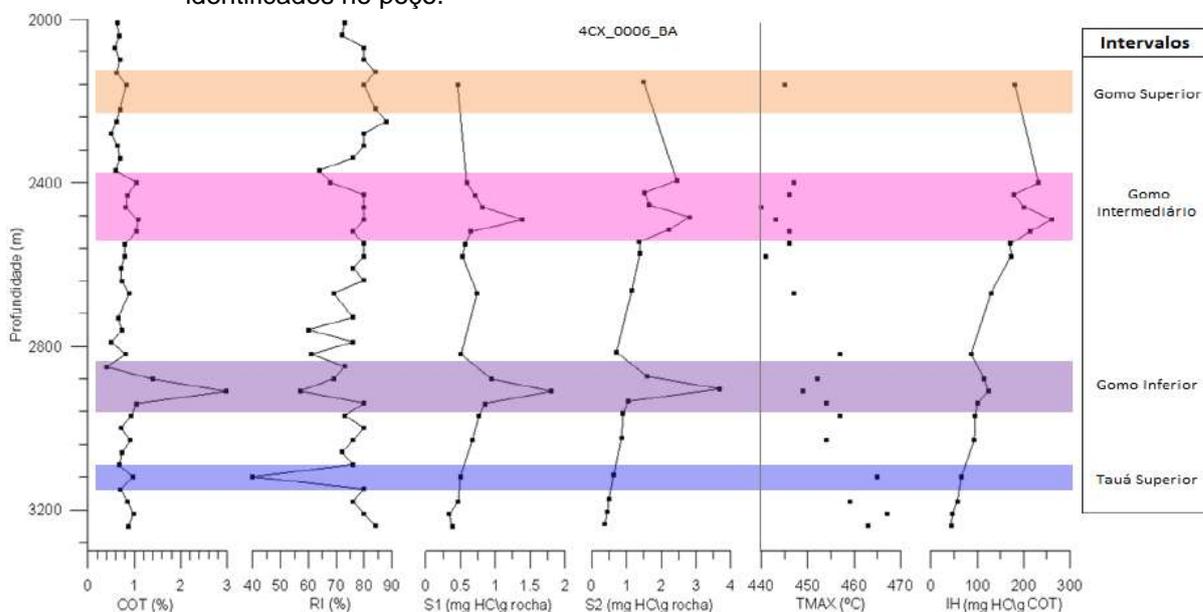
Fonte: Pasta de poço cedida pela ANP.

Finalmente, no poço 4CX-6-BA, os valores de COT são inferiores a 1%, e, portanto, não existe quantidade de matéria orgânica suficiente para a geração de hidrocarbonetos (figura 78).

Na figura 79 pode-se observar o diagrama do tipo Van Krevelen referente ao intervalo Tauá Superior, onde apresenta, assim como no intervalo anterior, querogênio do tipo IV. Portanto, embora os valores de reflectância da vitrinita nos poços 3CX-12-BA e 4CX-7-BA indiquem que o intervalo está numa profundidade de soterramento com evolução térmica característica do fim da geração de óleo, os valores de pirólise mostram que a matéria orgânica não possui qualidade adequada para a geração de hidrocarbonetos. Ainda com relação à evolução térmica, é importante lembrar que em alguns poços, os valores de Tmax acima de 450°C, como se observou na tabela 7, indicam geração na zona de óleo, gás e condensado. Essa diferença entre os valores de reflectância da vitrinita e Tmax pode ser explicada pela baixa qualidade dos dados e pela grande distância de amostragem. Entretanto, analisando os dados de ambos os métodos, pode-se assumir que o

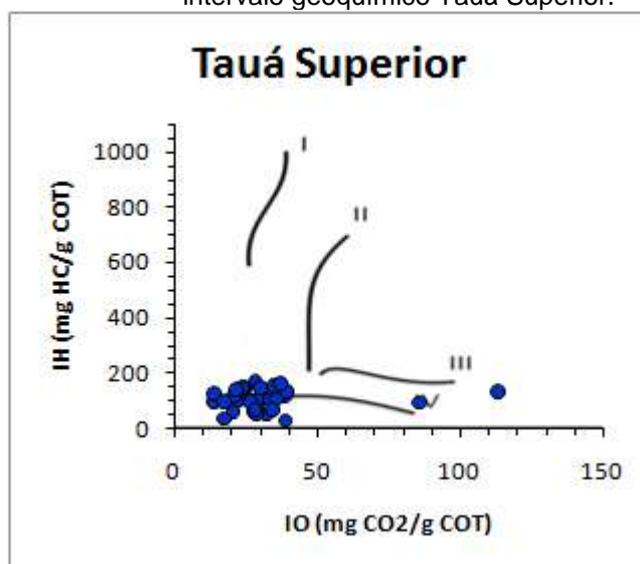
intervalo esteja no fim da zona de geração de óleo e início da geração de gás e condensado na maioria dos poços interpretados.

Figura 78 – Gráfico geoquímico do poço 4CX-6-BA, mostrando os intervalos geoquímicos identificados no poço.



Fonte: A autora (2016).

Figura 79 – Diagrama do tipo Van Krevelen do intervalo geoquímico Tauá Superior.



Fonte: A autora (2016).

5.4.4 Intervalo Geoquímico Gomo Inferior

O intervalo geoquímico Gomo Inferior foi identificado em 9 poços. Na tabela 8 é possível ver um resumo dos valores de COT e pirólise do intervalo nos poços da área onde ele foi identificado. Observam-se valores baixos a intermediários de COT e que já pode ter havido geração de hidrocarbonetos livres na rocha em alguns poços, já que os valores de S1 são maiores que 1 mg HC/g rocha. Os valores de S2 e IH concluem um potencial baixo a moderado para a geração de hidrocarbonetos líquidos e gasosos. Com relação à evolução térmica das rochas desse intervalo, os dados de Tmax, ao redor de 440°C, sugerem maturação na janela de geração de óleo. Os dados de reflectância da vitrinita serão discutidos ao longo da descrição dos poços.

Tabela 8 – Resumo dos valores de COT e pirólise nos poços do Intervalo Gomo Inferior.

Intervalo Gomo Inferior								
Poço	Profundida de Média	Espessura	COT	RI	S1	S2	TMAX	IH
1NRR_0001_BA	3080	50	0,8 - 1,5	72 - 76	0,5 - 2,1	1,2 - 4,6	-	119 - 302
3CX_0026_BA	3100	-	0,6 - 1,0	76 - 84	< 1	1,3	~ 445	133,7
4CX_0001_BA	2910	-	0,6 - 0,9	75	< 1	0,8 - 1,7	~ 445	130 - 216
4CX_0007_BA	2960	-	0,8 - 1,0	71 - 82	0,1 - 3,4	1,5 - 2,7	~ 440	163 - 269
4CX_0006_BA	2900	65	1,0 - 3,0	68 - 80	0,6 - 1,4	1,5 - 2,8	450 - 460	169 - 260
3CX_0043_BA	2860	166	0,9 - 2,0	61 - 80	0,5 - 2,7	2,3 - 4,3	~ 440	140 - 350
3CX_0061_BA	2700	63	1,0 - 2,0	60 - 80	3,2 - 8,2	1,9 - 2,7	~ 440	115 - 141
4CX_0013_BA	2880	15	0,8 - 1,1	69 - 78	< 1	1,7 - 3,1	~ 440	179 - 384
3CGL_0002_BA	2220	97	0,5 - 2,4	61 - 80	< 1	4,0 - 11,5	~ 445	329 - 477

Fonte: A autora, 2016.

No poço 1NRR-1-BA (figura 70), os valores mais altos de COT chegam a 1,5%, enquanto os de RI indicam presença de folhelhos calcíferos. Os valores de pirólise têm um aumento para topo do intervalo, com S1 chegando a 2,13 mg HC/g rocha, S2 a 4,6 mg HC/g rocha e IH de 119 a 302 mg HC/g COT. Os valores de S1 assinalam que o intervalo provavelmente já gerou hidrocarbonetos, mas através do S2 e do IH, pode-se dizer que ainda há um moderado potencial para a geração de gás, condensado, e óleo.

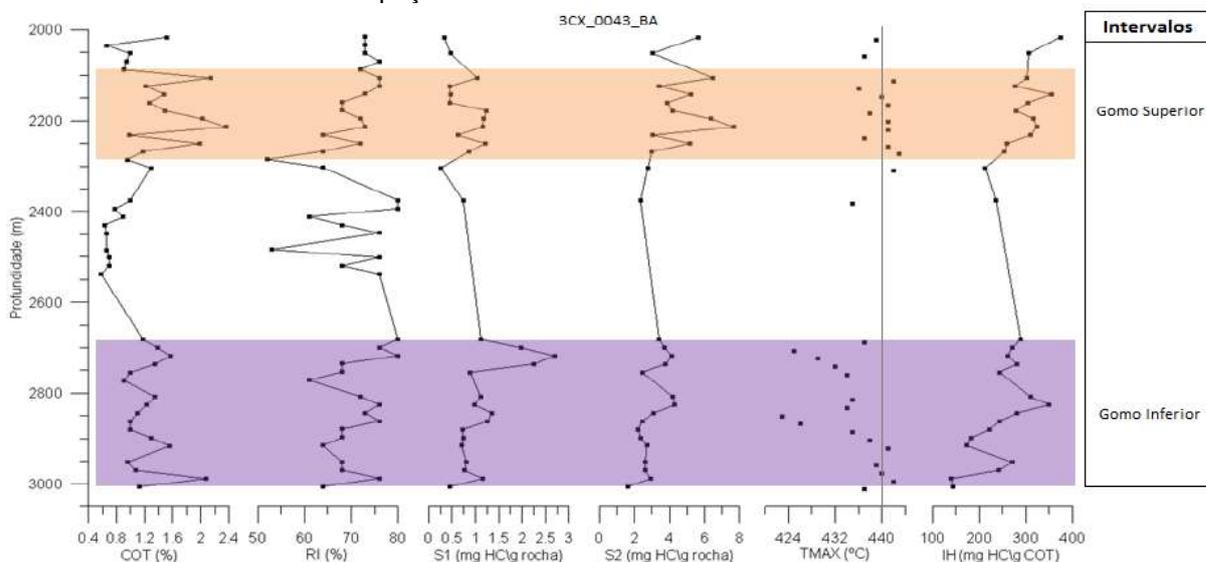
Nos poços 3CX-26-BA, 4CX-1-BA e 4CX-7-BA, respectivamente nas figuras 71, 72 e 73, o intervalo apresenta baixos valores de COT, com raras amostras

alcançando o valor de 1%. Portanto, pode-se dizer que, nesses poços, não há quantidade suficiente de matéria orgânica para a geração de hidrocarbonetos.

No poço 4CX-6-BA (figura 78), há uma forte variação nos valores de COT (1 – 3%). Percebe-se que o intervalo tem COT de até 3% é o mesmo onde o RI vale 57%, ou seja, trata-se de um folhelho muito calcífero. Neste mesmo ponto, os valores de S1 (1,8 mg HC/g rocha), S2 (3,7 mg HC/g rocha) e IH (124 mg HC/g COT) indicariam um potencial moderado para geração de gás. Todavia, os valores de Tmax, entre 450 e 460°C, sugerem que o intervalo esteja na janela de geração de óleo, assim como as medidas de Ro da figura 69, com um valor de aproximadamente 0,8% para a profundidade média do intervalo neste poço.

No poço 3CX-43-BA (figura 80), o intervalo é marcado por 4 eventos de significativo aumento dos valores de COT, que variam de 0,9 a 2% e que, somados, têm uma espessura aproximada de 166 metros. Os valores de S1 são altos e apontam que o intervalo provavelmente já gerou hidrocarbonetos. Os valores de S2 de IH, sugerem um intervalo com moderado potencial para a geração de gás e condensado. Com relação a evolução térmica, os valores de Tmax no poço não são muito confiáveis, mas de acordo com a interpretação dos gráficos das figuras 68 e 69, a profundidade média do intervalo neste poço, ou seja, 2850 metros, equivale aos valores aproximados de 445°C de Tmax e 0,8% de Ro, correspondentes à zona de geração de óleo.

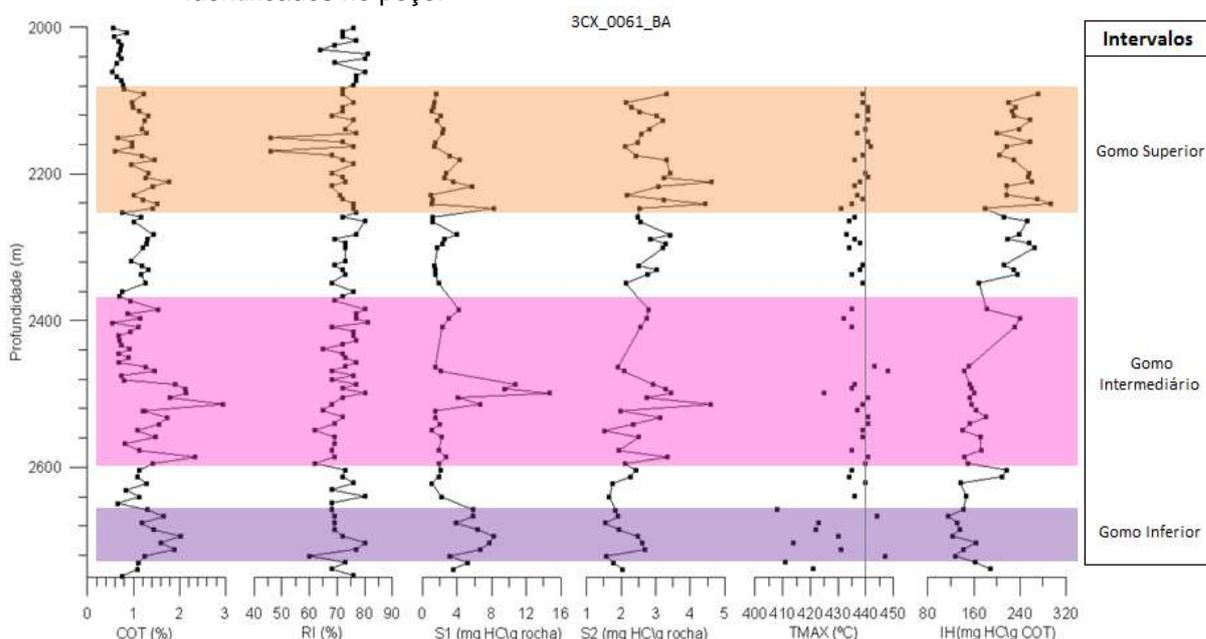
Figura 80 – Gráfico geoquímico do poço 3CX-43-BA, mostrando os intervalos geoquímicos identificados no poço.



Fonte: A autora, 2016.

No poço 3CX-61-BA, os valores médios de COT estão em torno de 1,3%. Esse poço tem interessantes resultados de pirólise, tendo em vista que o S1, no intervalo em questão, tem valores maiores que 1,5 mg HC/g rocha, chegando a 8,2 mg HC/g rocha. Esses valores indicam que houve geração de hidrocarbonetos na rocha e, caso não tenham migrado para um reservatório arenoso estratigraficamente acima, podem estar aprisionados ainda na rocha geradora, sendo um ótimo intervalo para a finalidade do estudo. Os valores de S2 (1,9 a 2,7 mg HC/g rocha) mostram um potencial baixo a moderado para a geração de hidrocarbonetos, enquanto os valores de IH, majoritariamente menores que 200 mg HC/g COT, sugerem matéria orgânica com potencial para gerar gás (figura 81). A exemplo do que foi citado no poço anterior, os valores de Tmax para esse poço não são confiáveis na profundidade do intervalo em questão, mas sua evolução térmica também indica que as rochas dessa profundidade estão na janela de geração de óleo.

Figura 81 – Gráfico geoquímico do poço 3CX-61-BA, mostrando os intervalos geoquímicos identificados no poço.

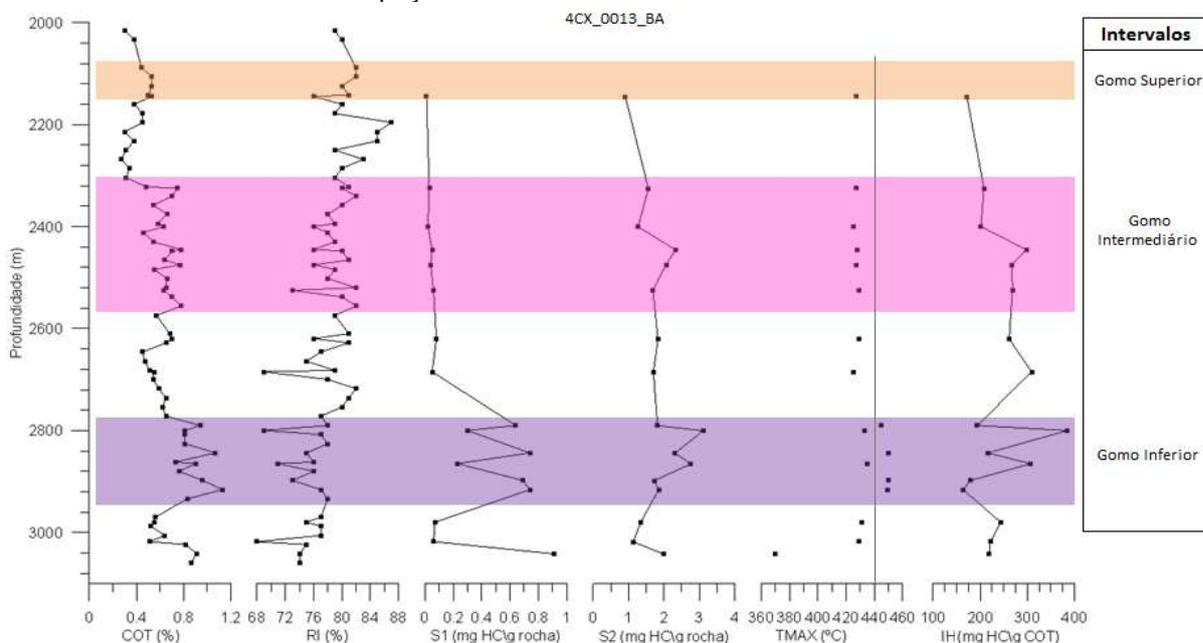


Fonte: A autora, 2016.

O poço 4CX-13-BA, cujo gráfico geoquímico pode ser visto na figura 82, tem baixos valores de COT. Os valores de RI (na média de 76%) caracterizam uma composição de folhelhos calcíferos. Os valores de S2 (1,7 a 3,1 mg HC/g rocha) e IH (179 a 384 mg HC/g COT) sugerem um baixo a moderado potencial para a geração de gás, condensado e óleo. Tanto os dados de Tmax - em torno de 440°C - quanto a

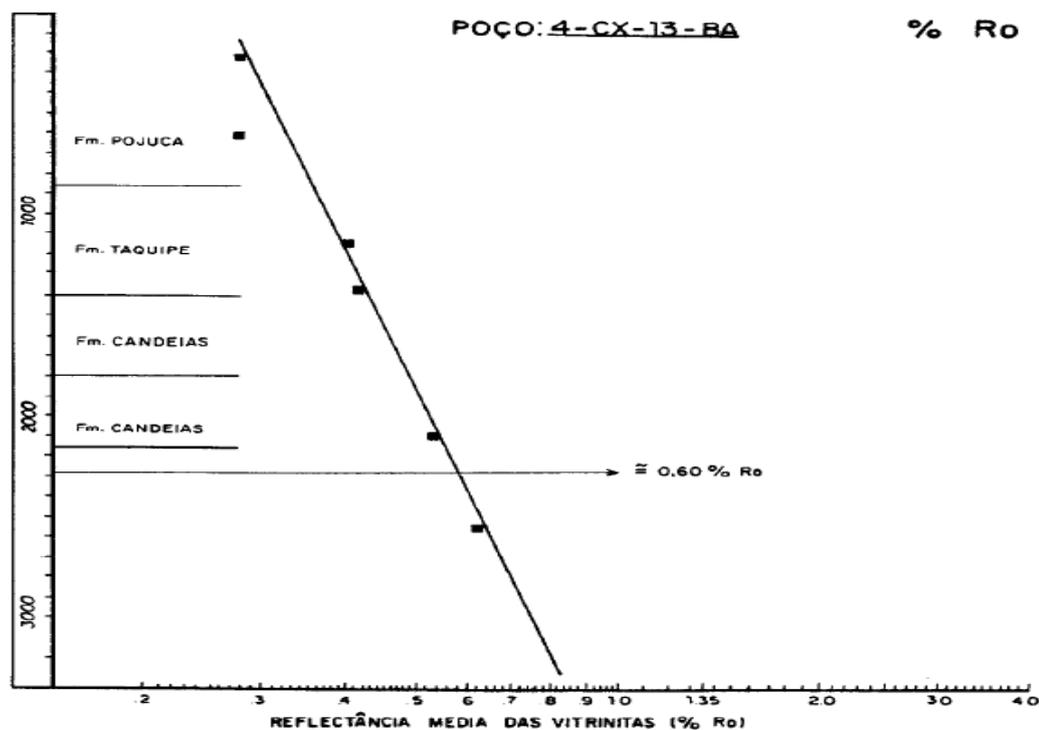
medida da reflectância da vitrinita de 0,7% (figura 83) indicam que o intervalo está na janela de geração de óleo.

Figura 82 – Gráfico geoquímico do poço 4CX-13-BA, mostrando os intervalos geoquímicos identificados no poço.



Fonte: A autora, 2016.

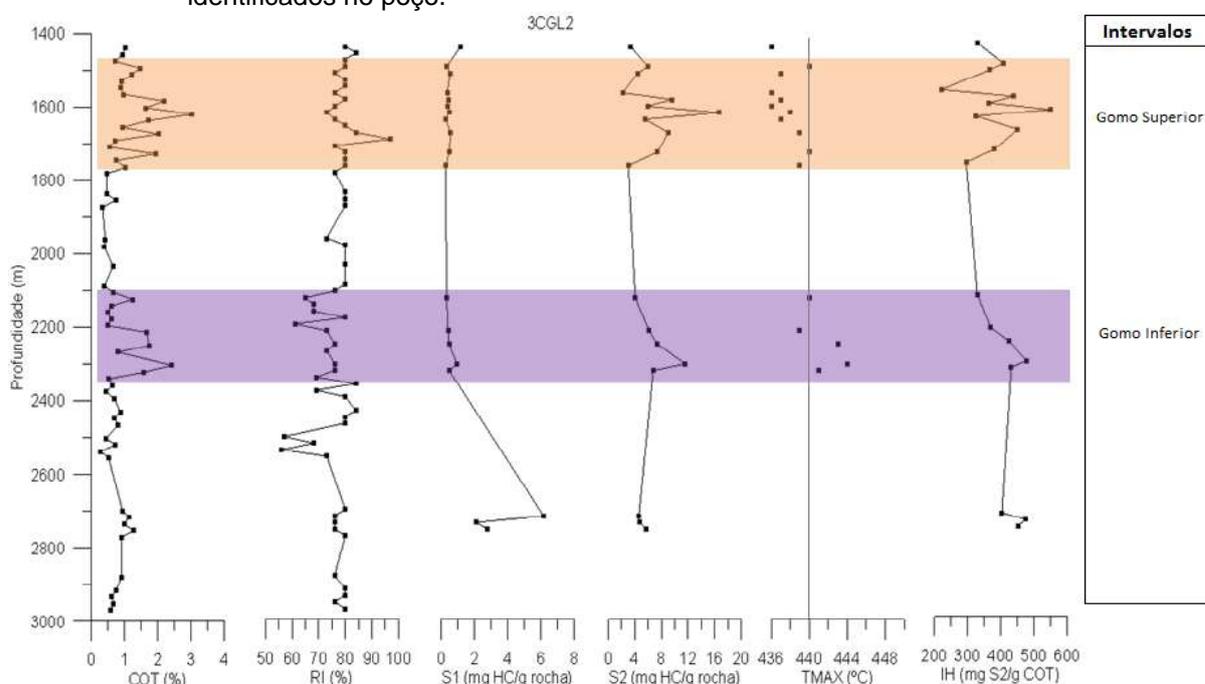
Figura 83 – Valores da Reflectância da Vitrinita para o poço 4CX-13-BA.



Fonte: Pasta de poço cedida pela ANP.

Por fim, o gráfico geoquímico do poço 3CGL-2-BA pode ser visto na figura 84, onde se podem observar valores de COT mais altos, alcançando os 2,4%. Na pirólise, o S2 retorna valores de até 11,5 mg HC/g de rocha, enquanto o IH tem valores de até 477 mg HC/g COT. Dessa forma, pode-se dizer que, neste poço, há um excelente potencial para a geração de óleo em partes desse intervalo. Os valores de Tmax são maiores que 440°C e o valor de aproximadamente 0,75% Ro (figura 69), para essa profundidade, sugere que as rochas do intervalo estão na janela de geração de óleo.

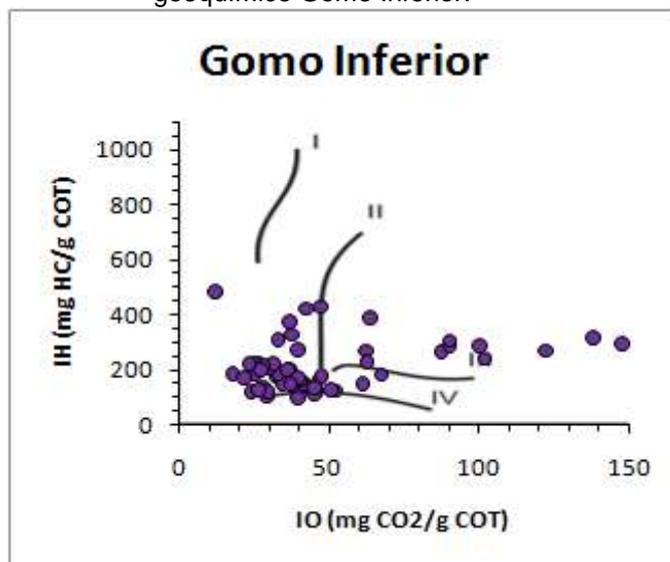
Figura 84 – Gráfico geoquímico do poço 3CGL-2-BA, mostrando os intervalos geoquímicos identificados no poço.



Fonte: A autora, 2016.

Na figura 85 pode-se observar o diagrama do tipo Van Krevelen referente ao intervalo Gomo Inferior, que apresenta querogênio comportando-se como dos tipos II e III, compatível com a geração de óleo, condensado e gás. Entretanto, como observado a partir dos dados de Tmax e de reflectância da vitrinita, principalmente nos poços 1NRR-1-BA, 3CX-43-BA e 3CGL-2-BA, o intervalo é termicamente maduro e tem quantidade e qualidade de matéria orgânica adequadas à geração de óleo.

Figura 85 – Diagrama do tipo Van Krevelen do intervalo geoquímico Gomo Inferior.



Fonte: A autora (2016).

5.4.5 Intervalo Geoquímico Gomo Intermediário

O intervalo de interesse geoquímico Gomo Intermediário, assim como o anterior, foi identificado em 9 poços. A tabela 9 sintetiza suas características geoquímicas e mostra valores pontualmente altos de COT, mas no geral, apresenta valores mais baixos que no intervalo Gomo Inferior. Assim como no intervalo subjacente, os valores de S1 indicam que pode já ter havido geração de hidrocarbonetos em alguns poços da área, como nos poços 1NRR-1-BA, 4CX-7-BA e 3CX-61-BA, por exemplo. Os valores de S2 e IH mostram que o intervalo possui um potencial baixo a excelente para a geração de gás, condensado e óleo. Através dos valores de Tmax e Ro, que serão discutidos a seguir, pode-se fazer uma relação entre o potencial gerador e a evolução térmica da área. Esses valores, na maioria dos poços do intervalo, ficam ao redor de 440°C de Tmax e 0,8% de Ro e indicam que as rochas, nessa profundidade, estão na zona de geração de óleo.

Os resultados de COT e pirólise dos poços 1NRR-1-BA e 4CX-7-BA (figuras 70 e 73, respectivamente) assinalam que provavelmente o intervalo já gerou hidrocarbonetos nesses poços e, além disso, pode-se dizer, a partir dos valores de S2 e do IH, que ainda há um moderado a bom potencial para a geração de gás, condensado e óleo. Os valores de S1 na base do poço 4CX-7-BA, por exemplo,

onde alcança 7,2 mg HC/g rocha, indica um forte intervalo para busca de hidrocarbonetos livres da rocha. Neste mesmo intervalo com maiores valores de S1, o S2 (8,1 mg HC/g rocha) e o IH (348,7 mg HC/g COT) revelam um bom potencial para geração de óleo. Embora para a profundidade deste intervalo o poço revele valores de Tmax inferiores a 440°C, os valores de Ro da figura 75 mostram uma medida de aproximadamente 0,8% Ro, equivalente à janela de geração de óleo.

Tabela 9 – Resumo dos valores de COT e pirólise nos poços do Intervalo Gomo Intermediário.

Gomo Intermediário								
Poço	Profundida de Média	Espessura	COT	RI	S1	S2	TMAX	IH
1NRR_0001_BA	2595	36	0,7 - 1,6	72 - 80	0,3 - 3,1	1,5 - 5,9	-	152 - 374
4CX_0001_BA	2590	165	1,0 - 1,5	75	<1	2,0 - 3,6	~ 445	163 - 257
4CX_0007_BA	2520	48	0,7 - 2,3	72 - 80	0,3 - 7,2	1,1 - 8,1	< 440	171 - 349
3CX_0012_BA	2420	-	0,6 - 1	66 - 76	<1	1,7	~440	187
4CX_0006_BA	2460	40	0,8 - 1,1	68 - 80	0,6 - 1,4	<1	440 - 450	169 - 260
3CX_0061_BA	2495	100	0,6 - 3,0	68 - 81	1,0 - 14,7	1,5 - 4,6	~ 440	140 - 240
4CX_0013_BA	2475	-	0,5 - 0,8	73 - 82	<1	1,6 - 1,8	< 440	179 - 384
3CX_0025_BA	2445	57	0,5 - 2,6	64 - 76	0,1 - 1,4	1,0 - 15,4	440 - 450	128 - 795
1CGL_0001_BA	2106	25	0,5 - 2,1	72 - 76	<1	5,2 - 11,5	~ 445	382 - 546

Fonte: A autora, 2016.

No poço 4CX-1-BA, os valores de COT variam de 1 a 1,5% e os de resíduo insolúvel (aproximadamente 75%) indicam predominância de folhelhos calcíferos. Na pirólise, os valores de S1, inferiores a 0,5 mg HC/g rocha, traduzem um intervalo onde praticamente não houve geração de hidrocarbonetos. Entretanto, S2 (com valores chegando a 4,4 mg HC/g rocha) e IH (168,7 – 413 mg HC/g COT) assinalam um intervalo com potencial moderado para geração de gás, condensado e óleo (figura 72). Os valores de Tmax encontram-se acima de 440°C, indicando um intervalo maturo, cuja profundidade coincide com a medida aproximada de 0,8% Ro (figura 69), assinalando sua localização dentro da janela de geração de óleo.

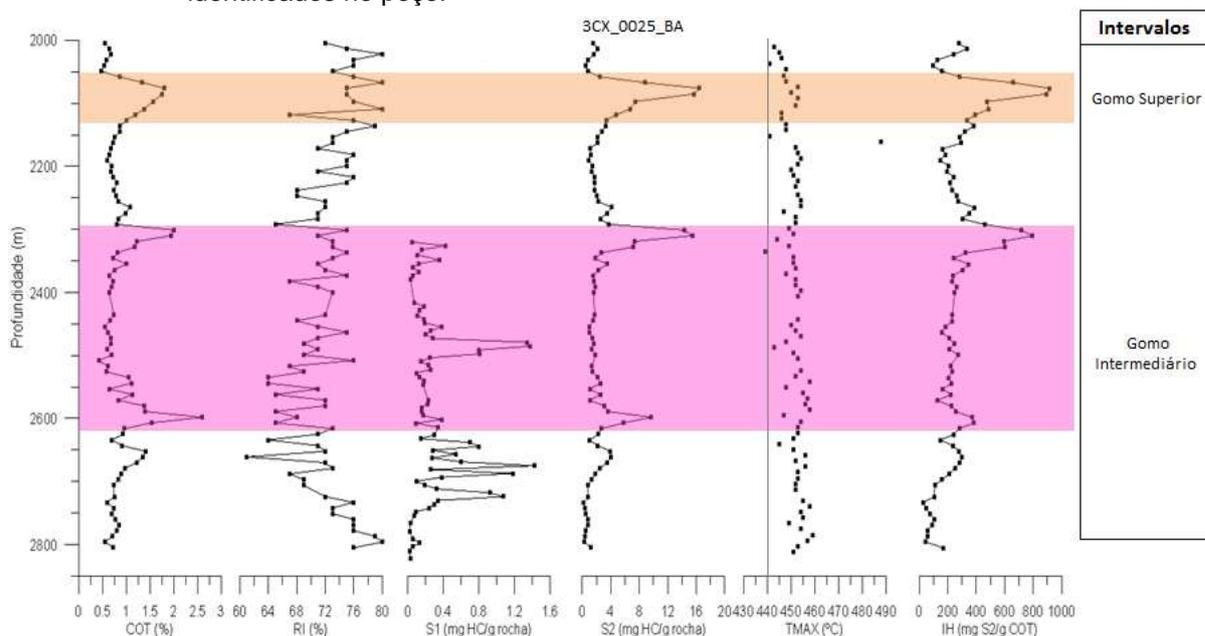
Nos poços 3CX-12-BA, 4CX-6-BA e 4CX-13-BA (figuras 76, 78 e 82, respectivamente) os valores de COT e pirólise são muito baixos e, portanto, não têm interesse potencial para geração de hidrocarbonetos.

No poço 3CX-61-BA, é interessante que se atente para os resultados de pirólise, tendo em vista que o S1, no intervalo em questão, tem valores que chegam a 14,7 mg HC/g rocha. Esses valores sugerem que houve geração de

hidrocarbonetos na rocha, sendo um ótimo intervalo para a finalidade do estudo. Os valores de S2 (1,5 – 4,6 mg HC/g rocha) e IH, maiores que 100 e menores que 300 mg HC/g COT, mostram um potencial baixo a moderado para a geração de gás e condensado (figura 81). Com relação à evolução térmica, os valores de Tmax e Ro, respectivamente em torno de 440°C e 0,8%, indicam que o intervalo está na zona de maturação de óleo.

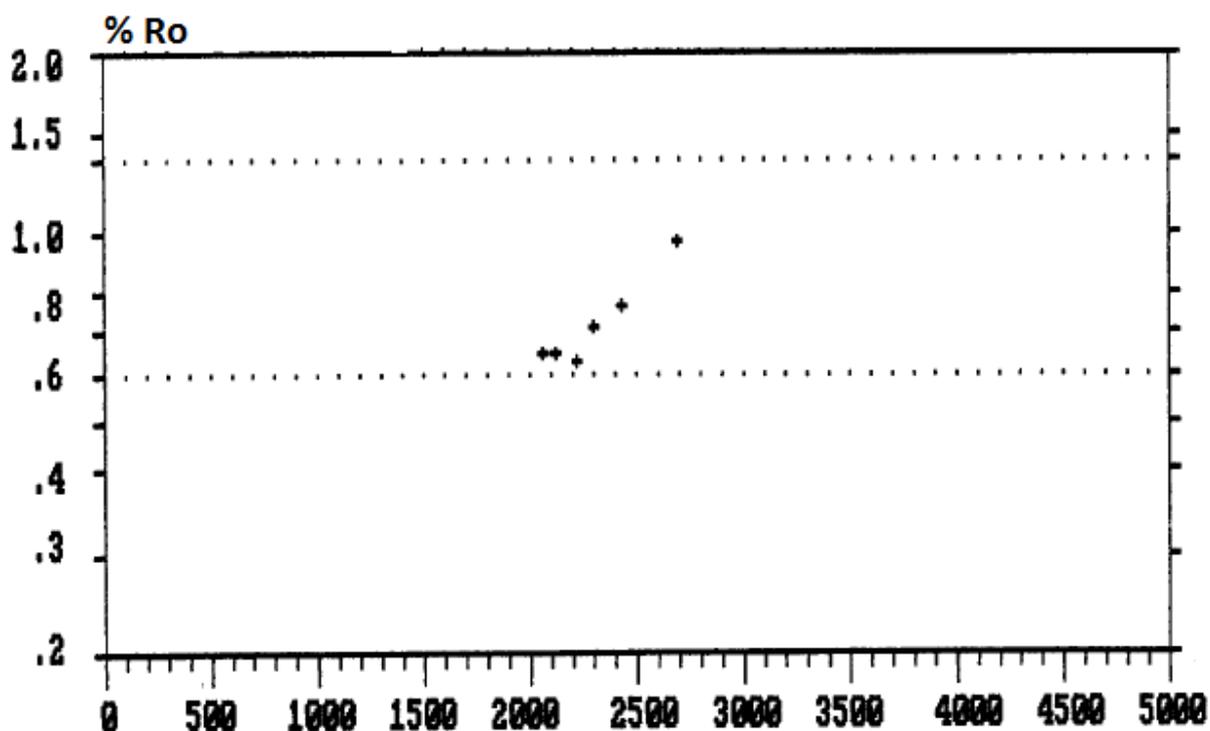
Finalmente, nos poços 3CX-25-BA e 1CGL-1-BA, os valores de COT são relativamente altos em comparação a outros poços do intervalo. No gráfico geoquímico do poço 3CX-25-BA (figura 86) pode-se observar que o intervalo Gomo Intermediário tem 2 eventos de aumento significativo nos valores de COT, e que tanto os valores de S2 quanto os de IH, resumem um bom a excelente potencial para a geração de óleo. Além disso, como sugerem os valores de Tmax e de Ro (figura 87), de aproximadamente 0,9%, o intervalo encontra-se na janela de geração desses hidrocarbonetos. No poço 1CGL-1D-BA (figura 88), embora os valores de S1 sejam inferiores a 1 mg HC/g rocha, os valores de S2, IH e Tmax estão de acordo com os valores do poço descrito anteriormente, e representam, também, um bom a excelente potencial para a geração de hidrocarbonetos líquidos.

Figura 86 – Gráfico geoquímico do poço 3CX-25-BA, mostrando os intervalos geoquímicos identificados no poço.



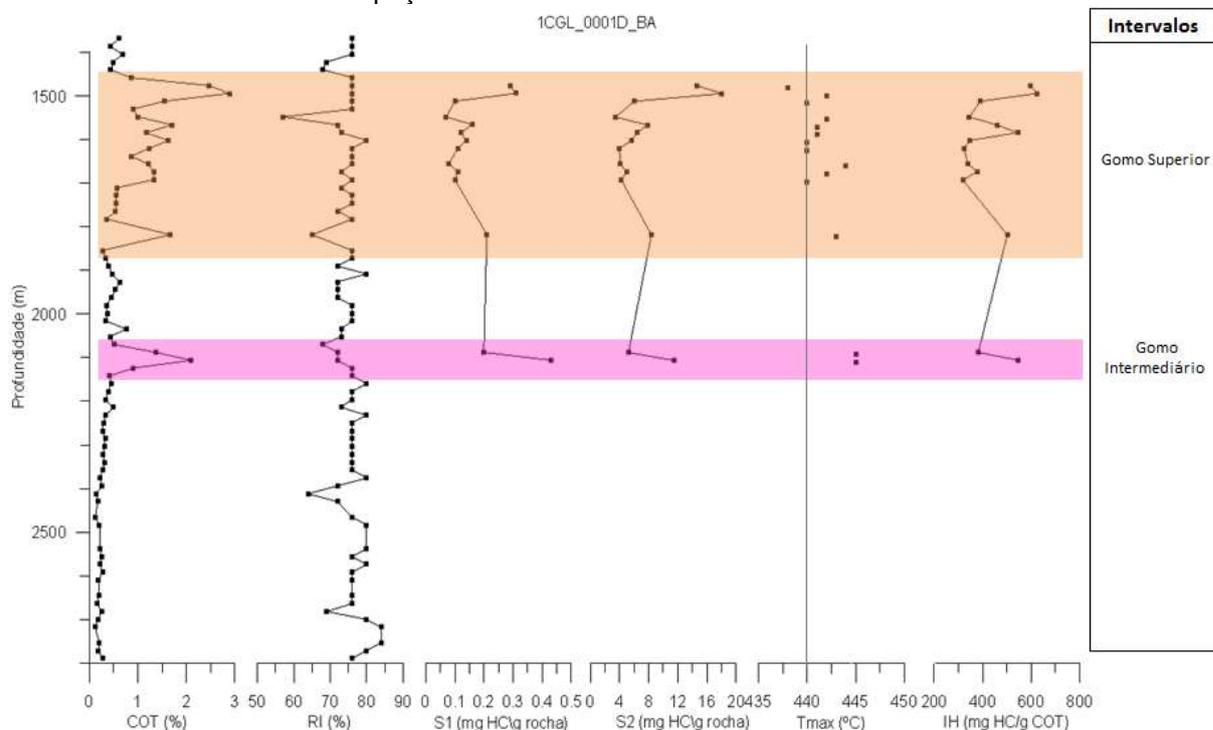
Fonte: A autora (2016).

Figura 87 – Valores da Reflectância da Vitrinita para o poço 3CX-25-BA



Fonte: Pasta de poço cedida pela ANP.

Figura 88 – Gráfico geoquímico do poço 1CGL-1D-BA, mostrando os intervalos geoquímicos identificados no poço.

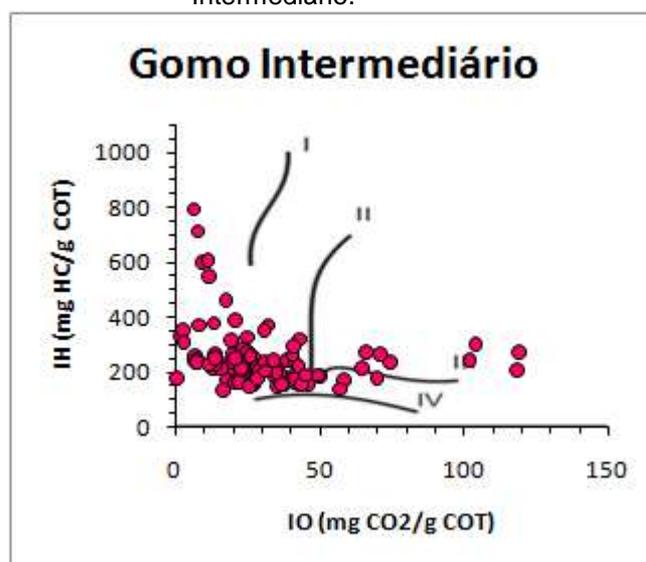


Fonte: A autora, 2016.

A figura 89 ilustra o diagrama do tipo Van Krevelen referente ao intervalo Gomo Intermediário, onde apresenta querogênio se comportando como dos tipos I, II

e III, compatíveis com a geração de hidrocarbonetos líquidos e gasosos, respectivamente. No entanto, como mostrou os dados referentes à evolução térmica das rochas, o intervalo estaria na zona de geração de óleo. Portanto, os poços que possuem melhores quantidades e qualidade de matéria orgânica adequada à geração de óleo, são os poços 1NRR-1-BA, 4CX-7-BA, 3CX-25-BA e 1CGL-1-BA.

Figura 89 – Diagrama do tipo Van Krevelen do intervalo geoquímico Gomo Intermediário.



Fonte: A autora, 2016.

5.4.6 Intervalo geoquímico Gomo Superior

O intervalo geoquímico Gomo Superior foi identificado em 11 poços. Na tabela 10 é possível notar, no entanto, que apenas em 6 poços o intervalo foi identificado com matéria orgânica em quantidade suficiente para a geração de hidrocarbonetos, ou seja, com valores de COT superiores a 1%. Com relação aos valores de pirólise, neste intervalo a maioria dos valores de S1 são inferiores a 1 mg HC/g rocha, o que sugere que não foram encontrados hidrocarbonetos líquidos nas amostras analisadas. Entretanto, é um intervalo com moderado a excelente potencial para geração de hidrocarbonetos, pois tem valores de S2 majoritariamente acima de 2 mg HC/g rocha, chegando a 16,4 mg HC/g rocha. Os valores de IH são altos e indicam potencial, sobretudo, pra geração de óleo. A evolução térmica é

representada pelos valores de Tmax e da Ro, que na maioria dos poços está ao redor de 440°C e 0,6% respectivamente. Esses valores assinalam que na profundidade média do intervalo, as rochas estão termicamente maduras, no início da zona de geração de óleo.

Tabela 10 – Resumo dos valores de COT e pirólise nos poços do Intervalo Gomo Superior.

Gomo Superior								
Poço	Profundidade de Média	Espessura	COT	RI	S1	S2	TMAX	IH
3CX_0026_BA	2325	-	0,6 - 1,0	73 - 80	-	-	-	-
4CX_0001_BA	2220	30	0,9 - 1,2	75 - 79	< 1	1,7 - 4,4	~ 440	169 - 413
4CX_0007_BA	2030	-	0,5	79	0,3 - 7,2	0,6	~ 440	115
3CX_0012_BA	2110	-	0,9 - 1,0	73 - 76	< 1	2,0 - 3,0	~ 440	187
4CX_0006_BA	2190	-	0,8	80 - 84	< 1	1,5	> 440	181
3CX_0043_BA	2160	150	1,0 - 2,4	64 - 76	0,5 - 1,2	3,0 - 7,6	~ 440	264 - 354
3CX_0061_BA	2170	40	0,6 - 1,8	46 - 76	0,9 - 8,2	2,1 - 4,6	~ 440	140 - 240
4CX_0013_BA	2465	-	0,5	76 - 82	< 1	0,9	< 440	172
3CGL_0002_BA	1620	70	0,5 - 2,4	61 - 80	< 1	4,0 - 11,5	< 440	329 - 477
3CX_0025_BA	2120	60	0,7 - 1,8	67 - 80	< 1	2,0 - 16,4	450 - 460	285 - 914
1CGL_0001D_BA	1640	80	0,4 - 2,1	68 - 77	< 1	5,2 - 11,5	~ 440	386 - 546

Fonte: A autora (2016).

Como dito anteriormente, em alguns poços onde o intervalo foi identificado, os valores de COT são inferiores a 1% e, portanto, considera-se que não há neles quantidade de matéria orgânica suficiente para a geração de hidrocarbonetos. É o caso dos poços 3CX-26-BA, 4CX-7-BA, 3CX-12-BA, 4CX-6-BA e 4CX-13-BA, respectivamente nas figuras 71, 73, 76, 78 e 82.

Os valores de COT do poço 4CX-1-BA também são baixos e ficam entre 0,9 e 1,2%. O resíduo insolúvel, com valores médios de 77%, mostra a presença de folhelhos calcíferos. Com relação aos resultados da pirólise, o S1 tem valores menores que 0,2 mg HC/g rocha, enquanto os valores de S2 (de 1,7 a 4,4 mg HC/g rocha) e de IH, chegando a 413 mg HC/g COT, mostram que o intervalo possui um baixo a moderado potencial para a geração de óleo e condensado (figura 72). O intervalo é maturo termicamente, visto que tem valores de Tmax ao redor de 440°C.

O poço 3CX-43-BA tem valores de COT altos comparados a outros poços, entre 1 e 2,4%. Os valores de resíduo insolúvel, entre 64 e 76%, mostram uma intercalação entre folhelhos pouco e muito calcíferos. Na pirólise, o S1 tem valores inferiores a 1,2 mg HC/g rocha, sugerindo a presença de pouco ou nenhum

hidrocarboneto livre na rocha. O S2 (3 a 7,6 mg HC/g rocha) e o IH (264 a 354 mg HC/g COT) sugerem um moderado a bom potencial para a geração de gás, condensado e óleo (figura 80). Neste intervalo, os valores de Tmax estão em torno de 440°C, enquanto os valores de Ro são pouco maiores que 0,6%, como pode ser visto no gráfico da figura 69. Dessa forma, o intervalo também pode ser interpretado como estando no início da zona de geração de óleo.

No poço 3CX-61-BA, os valores médios de COT ficam em torno de 1,3%. O resíduo insolúvel indica um intervalo com intercalação de folhelhos calcíferos e camadas de margas, com valores variando de 46 a 76%. Esse poço tem interessantes resultados de pirólise, tendo em vista que o S1, no intervalo em questão, tem valores maiores que 1,5 mg HC/g rocha, chegando a 8,2 mg HC/g rocha. Esses valores sugerem que houve geração de hidrocarbonetos livres na rocha. Os valores de S2 (2,1 a 4,6 mg HC/g rocha) mostram um potencial baixo a moderado para a geração de hidrocarbonetos, enquanto os valores de IH, entre 200 e 300 mg HC/g COT, indicam matéria orgânica com potencial para gerar gás e condensado (figura 81). Referente à evolução térmica, pode-se concluir que, a exemplo do que ocorre no poço anterior, o intervalo está no começo da janela de geração de óleo, com Tmax ao redor de 440°C e Ro maior que 0,6%.

No poço 3CGL-2-BA (figura 84), apesar dos valores de COT e pirólise serem altos, os valores de Tmax e Ro, são inferiores a 440°C e 0,6% respectivamente, concluindo um intervalo termicamente imaturo.

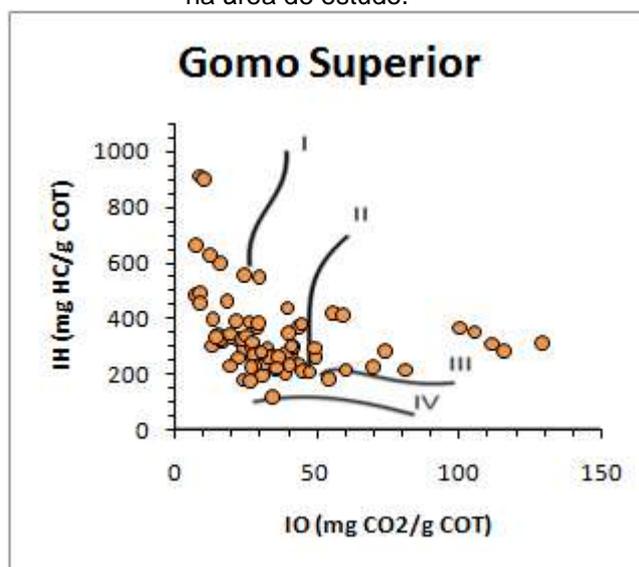
O poço 3CX-25-BA (figura 86) tem o intervalo com valores de COT de até 1,8%. No entanto o S1 continua baixo e tem valores inferiores a 0,4 mg HC/g rocha. Os valores de S2 variam de 2 a 16,4 mg HC/g rocha (S2), enquanto os de IH variam de 285 a 914 mg HC/g COT. Portanto, pode-se dizer que o intervalo tem um moderado a excelente potencial para a geração de óleo. Igualmente, os valores de Ro em torno de 0,6%, confirmam que o intervalo está na zona do início de geração de óleo, o que pode explicar os altos valores de IH, característicos de uma evolução térmica inicial de maturação.

Finalmente pode-se observar, na figura 88, o intervalo no poço 1CGL-1-BA. Nele, há pelo menos 2 grandes picos relativos a eventos de aumento dos valores de COT, um da base e outro no topo. O evento da base tem valores de COT de até 1,7%. Os valores de S2 (8,4 mg HC/g rocha) e IH (500 mg HC/g COT) assinalam um bom potencial para a geração de óleo. No intervalo do topo, os valores de COT

chegam a 2,9%, enquanto os valores de S2 (18 mg HC/g rocha) e IH (625 mg HC/g COT) sugerem um excelente potencial para a geração de óleo. Os valores de Tmax são superiores a 440°C e assinalam um intervalo maturo, cujas rochas estão no início da zona de geração de óleo, assim como no poço anterior.

Na figura 90 pode-se observar o diagrama do tipo Van Krevelen referente ao intervalo Gomo Superior, apresentando, majoritariamente, características de querogênio dos tipos I e II, compatíveis com a geração de óleo. Como dito anteriormente, no entanto, em alguns locais os valores de S2 e IH são muito altos e podem ser correlacionados com a evolução térmica inicial, caracterizada pelos valores de Tmax e Ro. Portanto, principalmente os poços 3CX-43-BA, 3CX-25-BA e 1CGL-1D-BA, concluem matéria orgânica em quantidade e de qualidade adequada à geração de óleo, mas aparentemente o intervalo necessita de uma evolução térmica maior, que se ajuste à geração desses hidrocarbonetos.

Figura 90 – Diagrama do tipo Van Krevelen do intervalo geoquímico Gomo Superior na área de estudo.



Fonte: A autora, 2016.

Ao fim das descrições e interpretações geoquímicas, alguns intervalos mostraram-se mais prolíficos que outros. Ao contrário do que se pensava previamente, os intervalos da Formação Tauá na área de estudo não têm potencial para a geração de gás. A evolução térmica das rochas mostra que os intervalos estão no fim da zona de geração de óleo e início da zona de geração de gás e condensado, embora os baixos valores de S2 e IH, mostrem que a matéria orgânica

não seja adequada à geração de hidrocarbonetos. Muito provavelmente, se encontrados em maiores profundidades, como nos poços perfurados no Campo de Camaçari, esses intervalos mostrar-se-iam com um melhor potencial e evolução térmica adequados para a geração de gás. Os intervalos Gomo Inferior e Gomo Intermediário são os que possuem quantidade e qualidade de matéria orgânica adequada à geração de óleo, tendo-se em conta que, nas profundidades onde eles foram identificados na maioria dos poços, as rochas encontram-se maduras e na zona de geração de óleo. O intervalo Gomo Superior, apesar de ter valores de COT e pirólise consideráveis, tem uma evolução térmica ainda inicial para a maturação das rochas. A integração das interpretações petrofísicas, sobretudo nos poços e nos intervalos que se mostraram mais prolíficos, dará um suporte maior para a avaliação desses reservatórios, que como se sabe agora, são majoritariamente do tipo *shale oil*.

6 INTERPRETAÇÕES PETROFÍSICAS DE POÇOS

Identificados os intervalos de maiores quantidades de matéria orgânica e potencial gerador, sua caracterização petrofísica é de suma importância para a melhor avaliação do potencial do reservatório. Para tal, foram utilizados: as descrições de amostras de calha contidas nas pastas de poço, de modo a conhecer-se a composição mineralógica dos folhelhos geradores; e a interpretação de perfis geofísicos de poço e o cálculo de curvas de porosidade, a fim de identificarem-se as zonas produtoras e as propriedades físicas das rochas de interesse.

Os perfis fornecidos pela ANP para os poços deste estudo foram os perfis de raios gama (GR), perfis de resistividade (ILD), perfis de densidade (RHOB) e perfis acústicos (DT). Em alguns poços, foram disponibilizados os perfis de neutrão (NPHI) e de potencial espontâneo (SP). Como dito anteriormente no capítulo 3, todos os poços contém perfil composto, essencial para a análise de perfis adicionais, como o de caliper, bem como para a análise dos intervalos onde foram feitos testes de formação.

6.1 Composição mineralógica dos folhelhos

Os folhelhos compreendem uma mistura de argilominerais, quartzo, feldspato, carbonatos, sulfetos, material amorfo e matéria orgânica (POTTER et al., 2005). De forma geral, a presença de sílica e carbonatos junto aos folhelhos é favorável a esse tipo de reservatório, já que esses minerais são menos dúcteis e menos resistentes ao fraturamento natural e hidráulico. Os folhelhos da Formação Marcellus, por exemplo, umas das mais promissoras nesse tipo de reservatório, são compostos por 35% de argilominerais e de 40 a 60% de quartzo, além de feldspato, muscovita, clorita, calcita, pirita, outros carbonatos e matéria orgânica (LYLE, 2009). Pode-se dizer, também, que uma das razões que faz do folhelho Barnett um dos maiores produtores desse tipo de reservatório não convencional nos EUA, está relacionado à sua composição mineralógica quartzosa, que lhe confere uma maior facilidade ao

fraturamento hidráulico. Portanto, a composição mineralógica dos folhelhos é um fator que implica diretamente na economicidade dessas rochas como reservatórios de hidrocarbonetos.

6.2 Perfil de raios gama (GR)

O perfil de raios gama (*gamma ray log*, GR), de acordo com Nery (2013), lê a radioatividade natural emitida pelos elementos $U^{235} + Th^{232} + K^{40}$, em unidades CPS ou API. Dessa forma, esses perfis refletem o conteúdo argiloso da rocha, pois os elementos radioativos tendem a se concentrar em minerais argilosos e, por conseguinte, em folhelhos. São utilizados comumente para identificação litológica, na estimativa de argilosidade, na correlação entre poços vizinhos, na identificação de minerais radioativos e, também, na análise sedimentológica e inferências sobre os ambientes deposicionais.

Os intervalos de folhelhos orgânicos apresentam alta radioatividade e, conseqüentemente, altas respostas de GR, devido ao fato de os microorganismos concentrarem os elementos radioativos. Segundo Rider (2002), um arenito sem a presença de argila (“limpo”), ao contrário, possui a resposta do perfil de mediana a baixa. As rochas que possuem menor radioatividade, e conseqüentemente menor resposta no perfil, são calcários, evaporitos (halita, anidrita, gipsita, entre outros) e carvão.

6.3 Perfil de resistividade (ILD)

O perfil de resistividade (*resistivity log*, ILD) é um perfil elétrico que mede a resistividade da formação, ou seja, sua resistência à passagem do fluxo de uma corrente elétrica (NERY, 1990). A mensuração de resistividade da formação é um dos métodos introdutórios de identificação do fluido no reservatório. Segundo Rider (2002), os hidrocarbonetos são maus condutores e causam o aumento na resistividade medida da rocha.

Autric & Dumesnil (1985) citam que em reservatórios do tipo *shale oil*, a resistividade dos folhelhos aumenta significativamente devido à presença de óleo e também da matéria orgânica, visto que esta não é condutiva.

6.4 Perfil de densidade (RHOB)

Nery (1990) descreve que o perfil de densidade da formação (*density log*, RHOB) é um registro contínuo de toda a formação (*bulk density*, ρ_b). Geologicamente, essa densidade é uma função da densidade dos minerais formadores da rocha, ou seja, a matriz, e o fluido alojado nos poros.

De acordo com Keary et al (2009), o valor de densidade é determinado através da colisão de raios gama de alta energia, utilizando uma fonte de ^{60}Co ou ^{137}Cs , com os elétrons da formação, criando o fenômeno conhecido como espalhamento de Compton. A densidade da formação é estimada com a contagem da radiação gama que retorna para o detector, já que a quantidade de radiação gama que chega ao receptor dependerá da abundância de elétrons presentes, que por sua vez, é função da densidade de formação. A unidade de medida é utilizada é de massa por volume, geralmente expressa em g/cm³.

Os efeitos causados pelo soterramento, composição e textura das rochas, afeta diretamente a densidade delas e, sendo assim, a densidade raramente é utilizada como fator diagnóstico de litologias sem a consideração de outros perfis. Segundo Rider (2002), alguns fatores que causam a variação da densidade de rochas são: compactação, idade e composição. O folhelho, por exemplo, pode ter densidade de 1,8 a 2,7 g/cm³, resultado da diferença entre um folhelho pouco consolidado e um folhelho compactado. A Tabela 11 demonstra a variação de algumas densidades típicas para as litologias mais comuns.

Tabela 11 – Densidades comuns de diferentes litologias.

Litologia	Densidade (g/cm³)	Matriz (g/cm³)
Folhelho	1,8 – 2,75	Variada (ex. 2,65 – 2,7)
Arenito	1,9 – 2,65	2,65
Calcário	2,2 – 2,71	2,71
Dolomito	2,3 – 2,87	2,87

Fonte: RIDER, 2002.

De acordo com Krygowski (2003), a porosidade pode ser calculada a partir da densidade (DPHI) através da equação 1.

$$DPHI = \frac{RhoMa - RHOB}{RhoMa - RhoFl} \quad (1)$$

Onde: DPHI = porosidade a partir da densidade

RhoMa = densidade da matriz

RHOB = densidade da curva

RhoFl = densidade dos fluidos

Ainda de acordo com esse autor, a densidade dos fluidos varia de acordo com a sua composição. Dessa forma, fluidos com gás têm densidade de 0,2 g/cm³, fluidos com óleo têm densidade aproximada de 0,85 g/cm³ e com água têm densidade variando entre 1 e 1,2 g/cm³.

Além de estimar a porosidade, o perfil de densidade é aplicado para a determinação da litologia quando combinado com o perfil sônico, e para a identificação de zonas com gás, quando combinado com perfis de porosidade neutrão. Outra utilidade dos perfis de densidade é na geração de sismogramas sintéticos, quando combinados aos perfis sônicos, como dito anteriormente no capítulo de interpretação sísmica.

A densidade específica da matéria orgânica é estimada entre 0,95 e 1,05 gm/cc, valor bem próximo ao da água doce e significativamente menor que a da matriz de rochas sedimentares, que gira em torno de 2,6 e 2,9 (BOYER et al, 2006). Assim, quando a matriz da rocha possui uma quantidade considerável de matéria orgânica, é esperada uma redução de densidade específica.

6.5 Perfil sônico (DT)

O perfil sônico (*sonic log*, DT), ou perfil acústico, fornece o intervalo de tempo de trânsito da formação, ou seja, é a medida da capacidade da formação de transmitir ondas de som. Este perfil tem como princípio básico uma fonte que emite pulsos, que são difundidos pela formação, e ativam os receptores acústicos, que registram os sinais recebidos. A fonte gera pulsos ultrassônicos a uma frequência de 20-40 kHz. A unidade de medida é expressa em microssegundos por pé de formação, apresentada geralmente na escala de 140-40 $\mu\text{s}/\text{ft}$ (KEARY et al, 2009).

Segundo Nery (2004), a velocidade do som é maior nos sólidos do que nos líquidos e nos gases. Por isso, para meios com velocidades maiores, os tempos de trânsito são menores. Se uma rocha, entre duas semelhantes, contém maior quantidade de fluidos nos seus poros (maior porosidade), então o tempo de trânsito do pulso será maior. Por outro lado, as zonas de fratura também podem ser identificadas devido a um maior tempo de trânsito do pulso para alcançar o receptor (ou receptores). Por essas características, as principais aplicações do perfil sônico têm sido, há muitos anos, na estimativa da densidade (indiretamente), da porosidade intergranular, na identificação de zonas fraturadas (SCHLUMBERGER, 1998, apud OLIVEIRA, 2015) e na calibração da sísmica de superfície. A tabela 12 mostra alguns dos valores de referência das velocidades da onda primária e os tempos de trânsito, obtidos em laboratório, para materiais puros (matrizes de rocha). Por outro lado, quando os pulsos sonoros atravessam os fluidos, os tempos de trânsito são maiores. Como exemplo, o tempo para água salgada é de 620,1 $\mu\text{s}/\text{m}$, para água doce é de 656,2 $\mu\text{s}/\text{m}$, para óleo é de 774,3 $\mu\text{s}/\text{m}$ e para gás é, aproximadamente, de 1968,5 $\mu\text{s}/\text{m}$.

Tabela 12 – Velocidades acústicas compressoriais e tempos de trânsito em algumas matrizes de rocha.

Material	V_p (m/s)	Δt ($\mu\text{s} / \text{m}$)
Arenito	5486,4 – 5943,6	180,2 – 165,6
Calcário	6400,0 – 7010,4	154,5 – 141,2
Dolomita	7010,4	141,2
Anidrita	6096,0	162,3
Folhelho	1798,3 – 5181,6	551,9 – 519,4
Sal	4572,0	216,6

Fonte: SCHLUMBERGER (1998), apud OLIVEIRA (2015).

De acordo com Krygowski (2003), a porosidade também pode ser calculada a partir do perfil sônico (SPHI), através da equação 2, de Raymer-Hunt-Gardner.

$$SPHI = \frac{5}{8} \cdot \frac{DT - DTMa}{DT} \quad (2)$$

Onde: SPHI = porosidade a partir do perfil sônico

DT = tempo de trânsito sônico (a partir da curva)

DTMa = tempo de trânsito da matriz

Flower (1983) descreve que no perfil acústico, em intervalos ricos em matéria orgânica, observa-se um aumento do tempo de trânsito acima de 140 $\mu\text{s}/\text{ft}$, dependendo da sua distribuição na matriz e sugere um tempo de trânsito de 180 $\mu\text{s}/\text{ft}$.

6.6 Perfil neutrão (NPHI)

O perfil neutrão (*neutron log*, NPHI), de acordo com Keary et al (2009), utiliza uma fonte de nêutrons que possui pequena quantidade de substância radioativa, como Pu-Be, e um cintilômetro a uma distância fixa. As ferramentas neutrônicas são constituídas por uma fonte de nêutrons e um, dois ou quatro detectores. Os neutros rápidos bombardeiam as camadas adjacentes ao poço, onde sucessivas e múltiplas colisões elásticas com átomos do meio fazem com que os nêutrons percam parte da energia com que foram lançados. A partir do princípio da conservação de energia, constata-se que as maiores perdas de energia ocorrem justamente quando os nêutrons se chocam com núcleos de massa praticamente igual à sua, como é o caso dos núcleos de hidrogênio. Dessa forma, a ferramenta mede o tamanho da nuvem de nêutrons, caracterizando sua queda entre dois detectores. Assim, quanto maior a quantidade de nêutrons detectada, maior a quantidade de moléculas de hidrogênio, e como o hidrogênio é encontrado principalmente nos fluidos porosos, o registro de nêutrons responde principalmente à porosidade.

Segundo Krygowski (2003), os objetivos principais da interpretação do perfil neutrão são a determinação da porosidade, identificação litológica se combinado aos perfis sônico ou densidade e a indicação da presença de gás se combinado ao perfil de densidade.

No caso de folhelhos orgânicos, assim como descreve Stevanato (2011), a resposta para a matéria orgânica é estimada em torno de 67 unidades de porosidade, enquanto a resposta da matriz é tipicamente próxima a zero. Logo, a porosidade neutrônica em folhelhos geradores é maior do que em rochas não geradoras.

6.7 Identificação das zonas de fraturas

Como dito anteriormente neste capítulo, muitos pesquisadores têm assumido que a presença de fraturas naturais abertas nos folhelhos, devido à sua baixa permeabilidade, é fundamental para a produção de hidrocarbonetos a partir de reservatórios do tipo *shale oil/gas*. Os perfis geofísicos convencionais tais como GR, NPHI, DT e ILD, podem fornecer assinaturas indicativas da presença de fraturas. Porém essas evidências geralmente são afetadas por danos às fraturas durante a perfuração, o que interfere na qualidade da interpretação. Na tabela 13, estão resumidas as respostas comuns em perfis para a presença de fraturas nas formações.

Tabela 13 – Respostas em perfis para a presença de fraturas nas formações.

Perfil	Resposta	Parâmetros de identificação
CALI	Aumento de diâmetro	Varição repentina
RG	Aumenta	Pode apresentar picos elevados devido a concentração de matéria orgânica
DT	Salto de ciclo	Velocidade aumenta
LLD LLS	Separação entre as curvas LLD e LLS	LLD>LLS alto ângulo. LLD<LLS baixo ângulo LLD aumenta em função da presença de gás nas fraturas, ou pela maior concentração de querogênio
RHOB	Diminui	CALI não varia e resistividade da formação (Rxo) tem valores baixos em função de fluido de perfuração nas fraturas Em função da baixa densidade do querogênio
NPHI	Aumenta	Em função de fluido de perfuração nas fraturas

Fonte: YAN et al (2009), apud STEVANATO (2011).

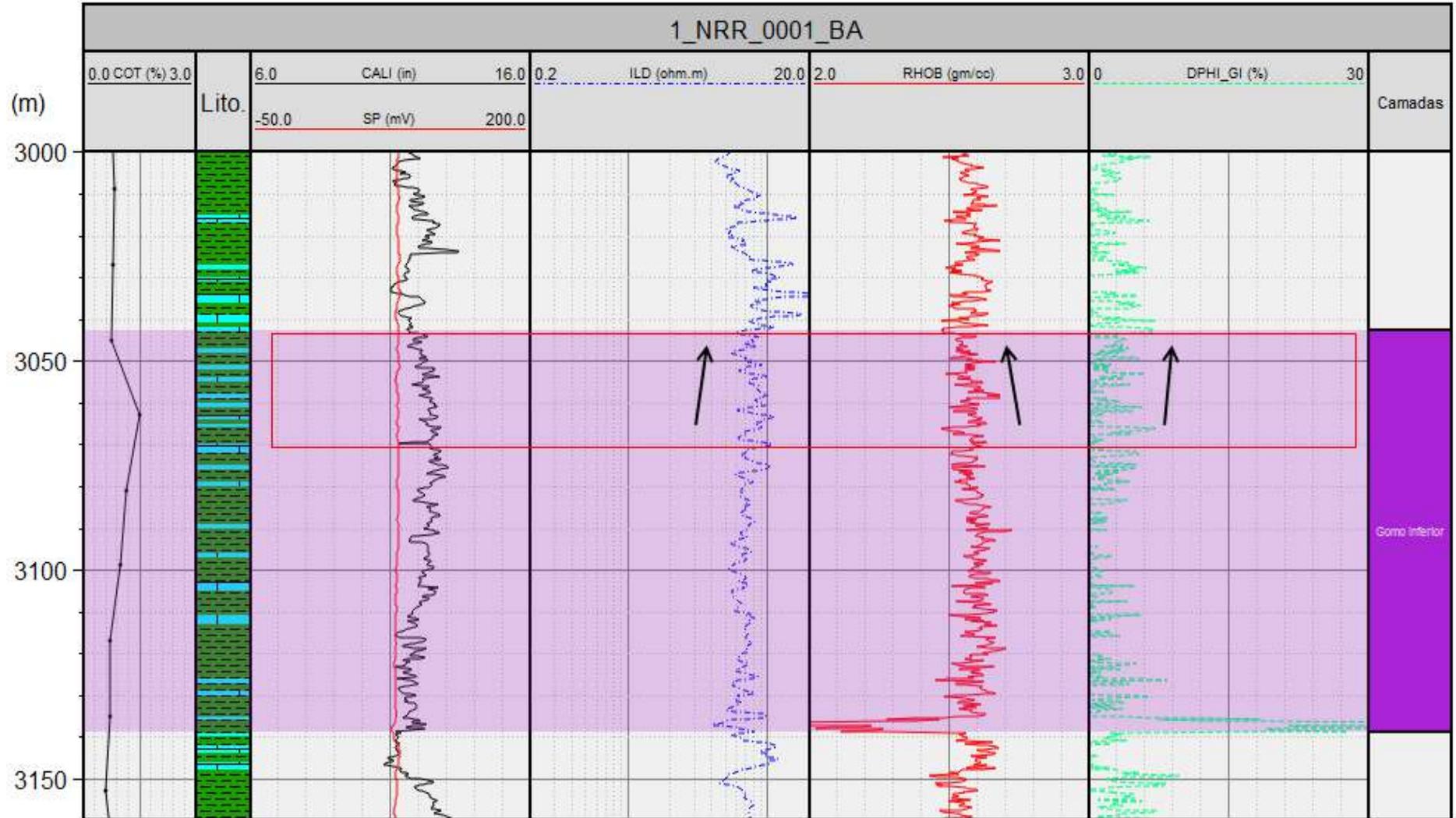
Através dos conceitos discutidos acima, será feita a interpretação petrofísica dos intervalos que se mostraram mais prolíficos nas interpretações geoquímicas, ou seja, intervalos Gomo Inferior, Intermediário e Superior.

6.8 Interpretação petrofísica do intervalo geoquímico Gomo Inferior

As respostas em perfil do intervalo geoquímico Gomo Inferior foram analisadas em 3 poços que mostraram um melhor potencial geoquímico para a produção de óleo.

No poço 1NRR-1-BA, por exemplo, as descrições de calha indicam uma intercalação entre 90 a 100% de camadas de folhelhos esverdeados a acastanhados, duros, laminados e muito carbonosos, e 5 a 10% de camadas de arenitos finos, fechados e pouco porosos e carbonatos do tipo mudstone. Na figura 91, pode-se observar que apesar das respostas do perfil SP serem estáveis e não mostrarem a intercalação entre as camadas de folhelho, carbonatos e arenitos, o perfil caliper tem valores de 10 a 13 in, mostrando um embarrigamento na parte superior do intervalo. Nessa região, onde os valores de COT são maiores e mostram maior concentração de matéria orgânica, a resistividade aumenta com relação à parte inferior do intervalo, com valores variando entre 5,6 a 11 ohm.m. A exemplo desta, os valores de densidade também têm uma diminuição, ainda que sutil, em direção ao topo do intervalo. Como a curva de porosidade foi calculada a partir da densidade, elas mostram-se inversamente proporcionais, de forma que onde há diminuição da densidade, há aumento da porosidade DPHI, que no intervalo em questão, fica em torno de 6%. No que diz respeito à presença de fraturas, devido à intercalação litológica presente no intervalo, não se pode afirmar que as variações dos valores de ILD e RHOB têm relação com o aumento de porosidade ocasionado pela presença de fraturas, no entanto, pode-se sugerir que o aumento repentino dos valores no perfil de caliper, indica variação da rugosidade da parede do poço e, conseqüentemente, desmoronamentos por presença de fraturas. Portanto, neste poço, as respostas dos perfis são condizentes com a concentração de matéria orgânica e possível presença de óleo na profundidade de 3045 a 3090 metros.

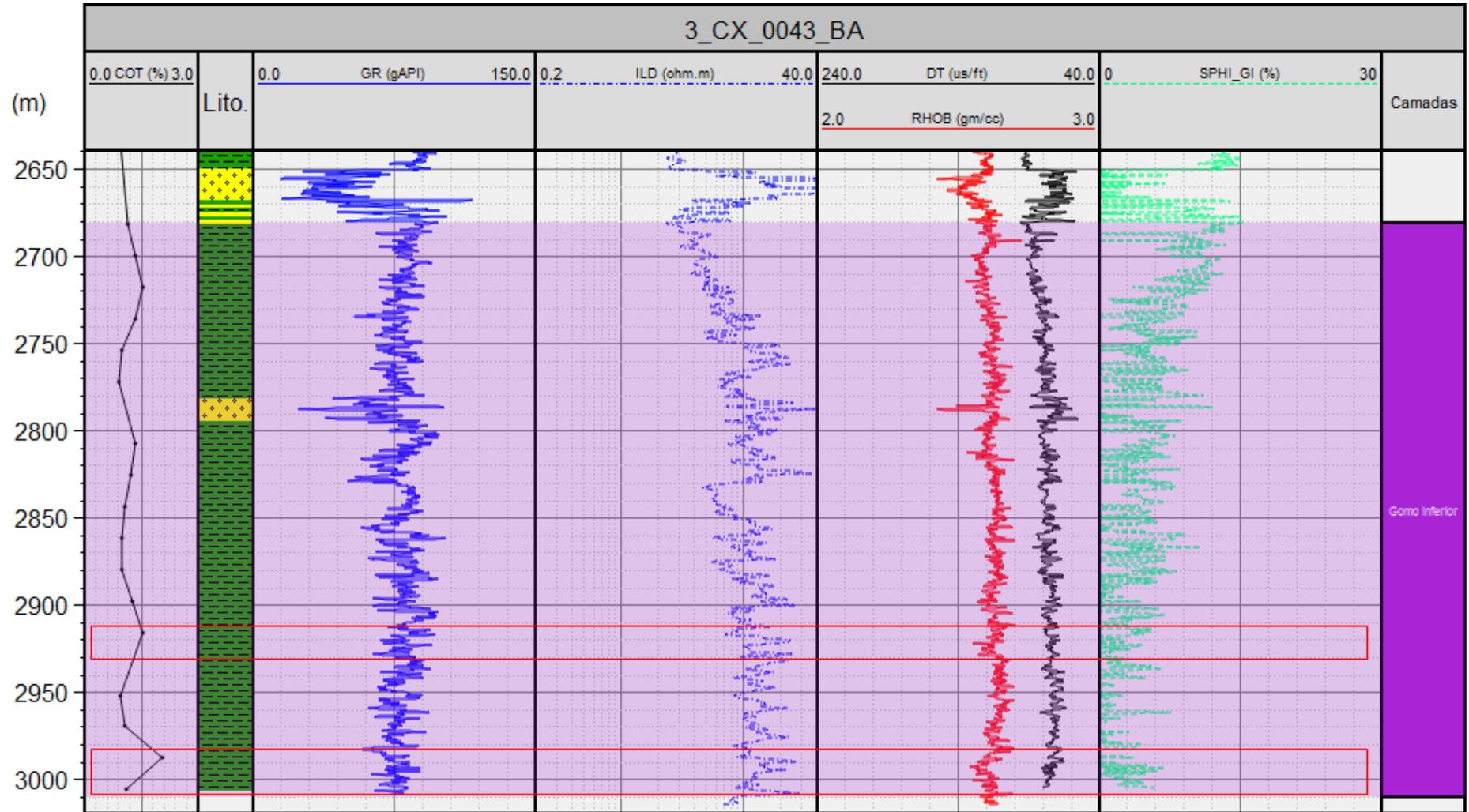
Figura 91 – Respostas dos perfis do poço 1-NRR-1-BA no intervalo Gomo Inferior.



Fonte: A autora, 2016.

O poço 3CX-43-BA, segundo as descrições das amostras de calha, é composto predominantemente folhelhos cinza esverdeados, localmente acastanhados ou pretos. Esses folhelhos são finos, fossilíferos, têm estrutura laminada e manchas de óleo, onde há, também, presença de calcário e carbonatos do tipo grainstone. A presença de arenitos no intervalo chega a 30%. Nos perfis do poço, que podem ser vistos na figura 92, o GR tem valores altos, com exceção da camada de arenito presente no meio do intervalo. Nos intervalos com maiores porcentagens de COT, próximo a profundidade de 3000 metros, os valores de densidade diminuem, chegando a 2,54 gm/cc. Em contrapartida, o tempo de transito da onda acústica aumenta, com valores de até 81 us/ft. Essas respostas são típicas de intervalos ricos em matéria orgânica ou com fluidos. No topo do intervalo também é possível ver o aumento do sônico e a diminuição da densidade, entretanto, a resistividade é muito baixa para que se sugira a presença de hidrocarbonetos. Portanto, os 100 metros na base do intervalo, cuja porosidade é em média 7%, são os que possuem respostas mais condizentes para a presença de hidrocarbonetos, sobretudo os 28 metros do intervalo com os valores de COT chegam a 2,1%.

Figura 92 – Respostas dos perfis do poço 3CX-43-BA no intervalo Gomo Inferior.

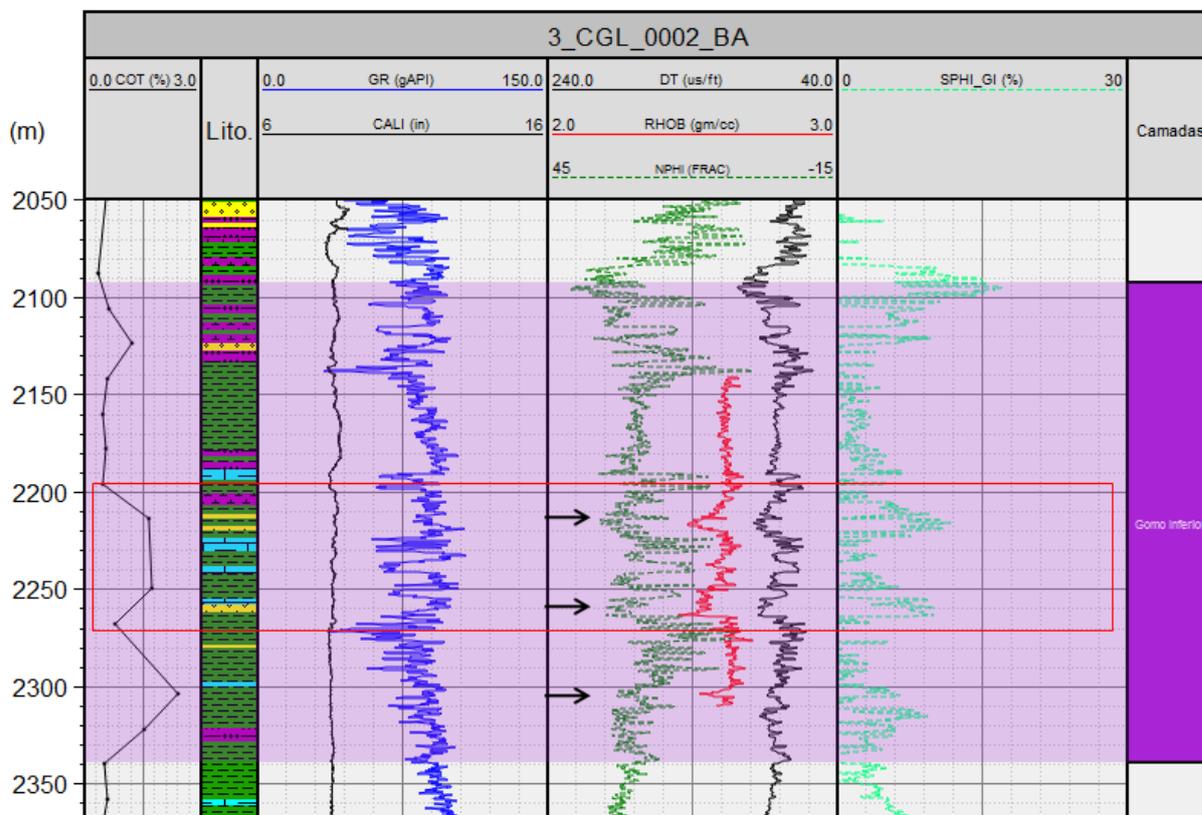


Fonte: A autora, 2016.

No poço 3CGL-2-BA, onde o intervalo foi encontrado a menores profundidades, a disponibilidade do perfil NPHI aumentou a qualidade da interpretação. Na figura 93, pode-se observar que o perfil de GR varia bastante, o que pode ser explicado pela intercalação de camadas de arenito e calcário com os folhelhos, que são a litologia predominante. Nos locais onde há aumento dos valores de COT, nota-se, também, o aumento dos valores de NPHI e do tempo sônico, e a diminuição dos valores de densidade. Nesses locais, a porosidade SPHI também é mais alta do que no restante do intervalo, chegando a 12%. No perfil composto do poço (figura 94), observa-se, ainda, que as variações dos valores de RHOB, DT e NPHI, correspondem ao aumento dos valores de resistividade das rochas do intervalo, maiores que 20 ohm.m. Há duas interpretações possíveis para as assinaturas vistas nos perfis do intervalo. A primeira delas, diz respeito à alta concentração de matéria orgânica e presença de hidrocarbonetos nas profundidades onde há maiores variações dos valores. Como dito anteriormente neste capítulo, a matéria orgânica não é condutiva, portanto oferece alta resistividade a passagem de correntes elétricas; a matéria orgânica, bem como os hidrocarbonetos, possuem densidade muito menor que as rochas sedimentares e, também por essa razão, o tempo de passagem do pulso sônico será maior na presença desses elementos; e, por fim, a porosidade neutra da matéria orgânica e dos hidrocarbonetos, é muito grande, se comparada a das rochas sedimentares sem a presença desses elementos. A segunda interpretação tem relação com a presença de fraturas nesses intervalos, pois, de modo geral, o aumento de porosidade criado pelas fraturas, que podem estar preenchidas por hidrocarbonetos, ocasionaria a diminuição da densidade do intervalo, bem como o aumento dos valores de DT, NPHI e ILD. Aliado a isso, no perfil composto está assinalada, no mesmo intervalo, a perda de circulação do fluido de percolação da perfuração (14 BBL), fato que geralmente ocorre em zonas de fraturas. Como uma interpretação não exclui a outra, conclui-se que o intervalo Gomo Inferior, neste poço, está fraturado e tem assinaturas em perfil características de presença de hidrocarbonetos.

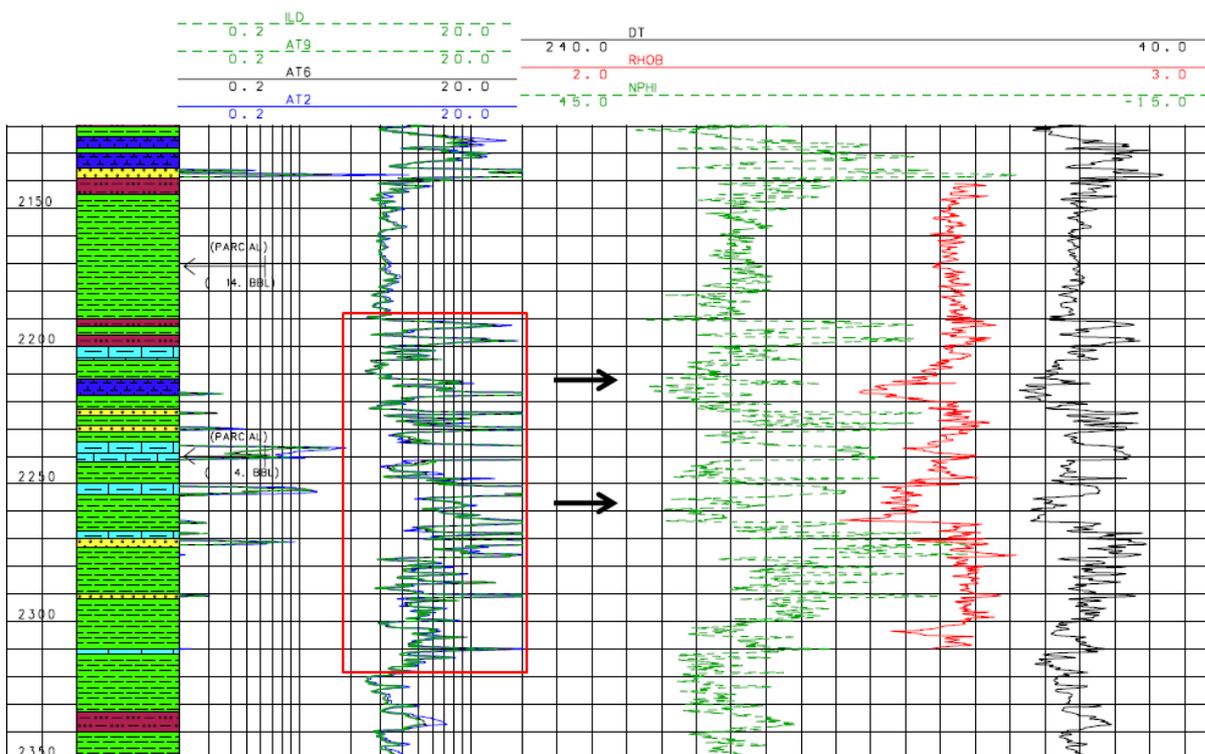
Ainda no poço 3CGL-2-BA, na profundidade do intervalo Gomo Inferior, há detecção de gás (64-160 UGT) próximo à zona de fraturas. Entretanto, a origem deste gás é discutível, visto que as interpretações geoquímicas dos poços da área do Campo de Cexis apontam matéria orgânica sem qualidade para geração de gás nos intervalos estudados.

Figura 93 – Respostas dos perfis do poço 3CGL-2-BA no intervalo Gomo Inferior.



Fonte: A autora, 2016.

Figura 94 – Respostas do perfil composto do poço 3CGL-2-BA no intervalo Gomo Inferior.



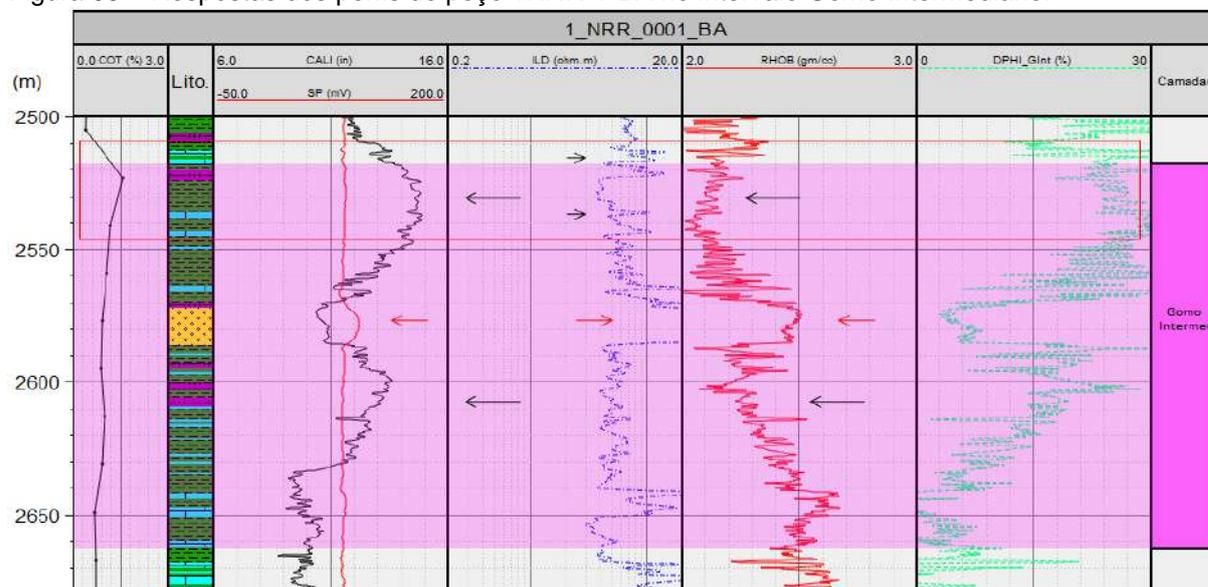
Fonte: Cedido pela ANP.

6.9 Interpretação petrofísica do intervalo geoquímico Gomo Intermediário

As respostas em perfil do intervalo geoquímico Gomo Intermediário foram analisadas em 3 poços.

No poço 1NRR-1-BA, por exemplo, a composição descrita pelas amostras de calha mostra uma intercalação de folhelhos (90-100%) - cinza esverdeados e argilosos, localmente calcíferos e sílticos, com estrutura semi-dura a dura, por vezes quebradiça – siltitos carbonosos (5%), arenitos esbranquiçados sílticos (5%) e, em menor parte, calcários. Na figura 95 observa-se que o perfil caliper apresenta grandes variações e que nos intervalos identificados pelas setas pretas, que correspondem, também, a onde há maiores valores de COT, chega a 14 in, indicando que possivelmente houve desmoronamento da parede do poço. Consequentemente, nesses intervalos o valor da densidade cai consideravelmente. Podem-se associar essas respostas com a presença de fraturas no intervalo, no entanto, na profundidade de aproximadamente 2577 metros, os valores do caliper são estáveis e confiáveis e correspondem a um aumento da resistividade da formação, bem como a valores de porosidade DPHI de 7%. Nesse intervalo arenoso, a presença de gás foi detectada. Dessa forma, sugere-se que o intervalo, de modo geral, tem um bom potencial para a acumulação de hidrocarbonetos nos folhelhos fraturados, ainda que as respostas das curvas não sejam confiáveis.

Figura 95 – Respostas dos perfis do poço 1NRR-1-BA no intervalo Gomo Intermediário.

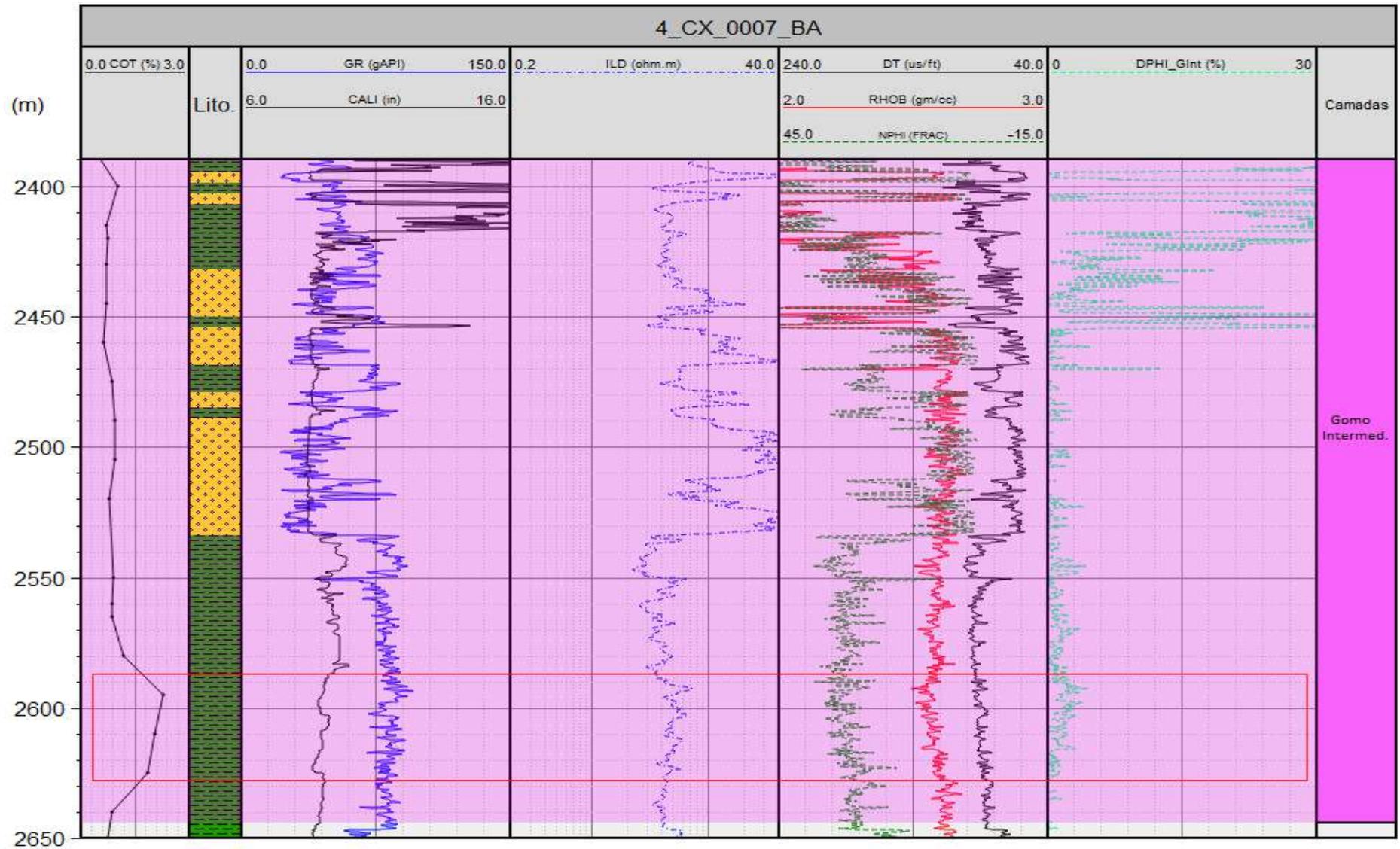


Fonte: A autora, 2016.

O poço 4CX-7-BA é marcado por intercalações entre folhelhos e arenitos, que podem ser vistas no perfil GR (figura 96). A composição das camadas de folhelho nesse intervalo é intercalada a arenitos (0-15%), calcilutitos (0-5%) e siltitos. No geral, os folhelhos são cinza esverdeados, laminados, localmente fragmentados e preenchidos por material carbonoso e betuminoso com manchas de óleo. Existe em sua composição, com uma porcentagem muito pequena, calcário e pirita. Nesse intervalo inferior, a partir de 2550 metros, nota-se que o aumento dos valores de COT e conseqüentemente da concentração de matéria orgânica, é proporcional ao aumento da resistividade, da porosidade neutrão e do tempo sônico, e à diminuição da densidade. Essas respostas podem assinalar tanto a presença de matéria orgânica quanto a presença de hidrocarbonetos. O intervalo de interesse, portanto, tem espessura de aproximadamente 30 metros e uma porosidade DPHI de 4,7%.

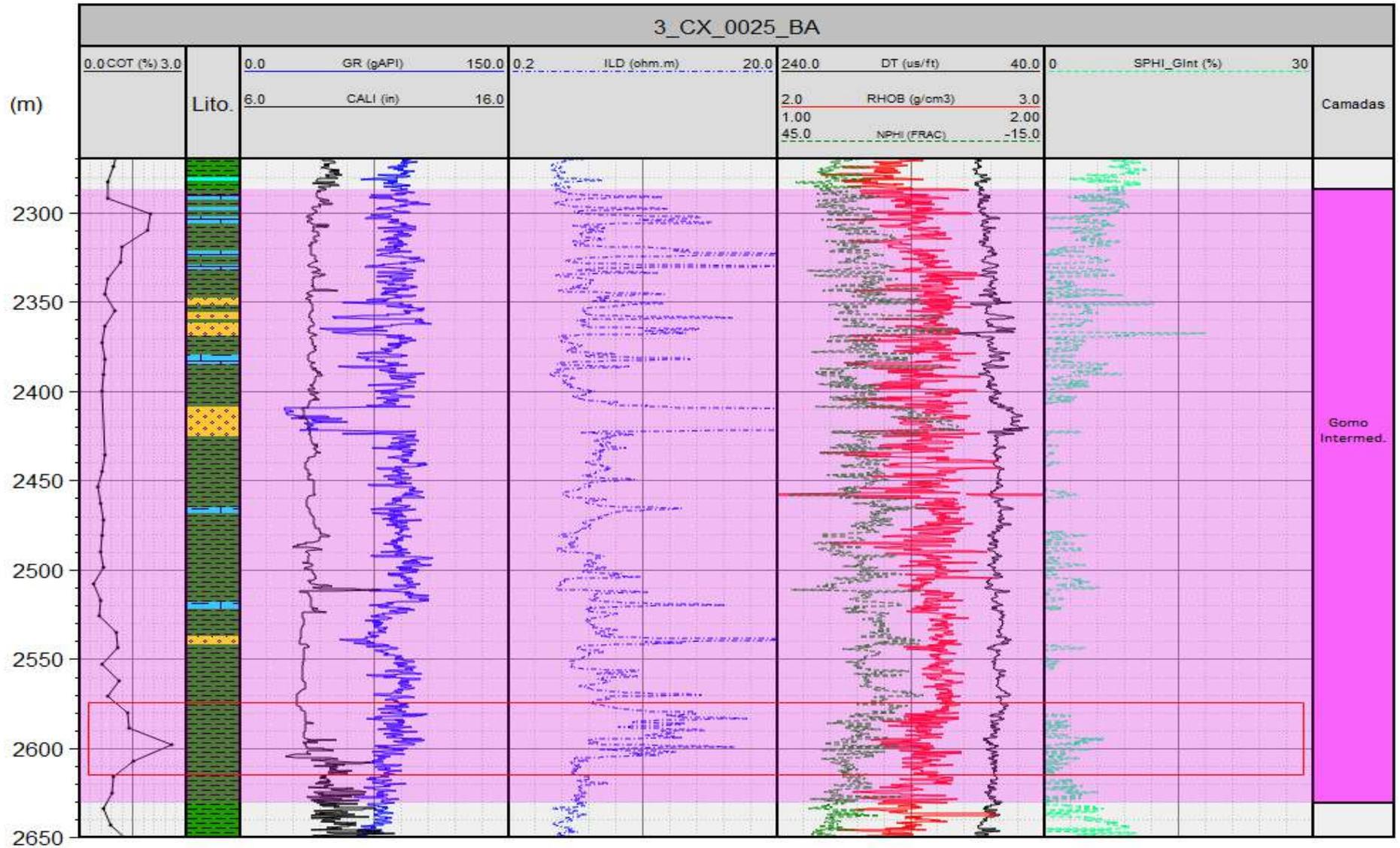
Finalmente, no poço 3CX-25-BA, segundo as descrições das amostras de calha, existem calcilutitos e arenitos intercalados aos folhelhos em pequena escala. Os folhelhos são cinza acastanhados, micáceos, fossilíferos e com a presença de calcário. Nos perfis do poço (figura 97), o caliper tem valores em geral constantes, o que torna confiáveis as respostas dos demais perfis. Os valores de GR refletem a intercalação de rochas do intervalo, sendo a metade superior do intervalo caracterizada por arenitos com altos valores de resistividade (de até 17 ohm.m) intercalados a camadas de carbonatos. Nessa porção, os valores de densidade e porosidade neutrão também variam muito, provavelmente devido às diferentes litologias que a compõem. Na metade inferior do intervalo, a partir de 2550 metros, onde os valores de COT são maiores, o aumento da resistividade pode ser diretamente relacionado ao aumento da concentração da matéria orgânica no intervalo, visto que se trata de apenas uma litologia. O aumento da porosidade neutrão - com valores de até 35% - e do tempo sônico, associado à diminuição da densidade ($2,35 \text{ g/cm}^3$) também são fatores que sugerem a presença de matéria orgânica. Como as descrições de amostras de calha indicam manchas de óleo, estima-se que há presença de hidrocarbonetos nesse intervalo inferior, que tem espessura de aproximadamente 30 metros.

Figura 96 – Respostas dos perfis do poço 4CX-7-BA no intervalo Gomo Intermediário.



Fonte: A autora, 2016.

Figura 97 – Respostas dos perfis do poço 3CX-25-BA no intervalo Gomo Intermediário.



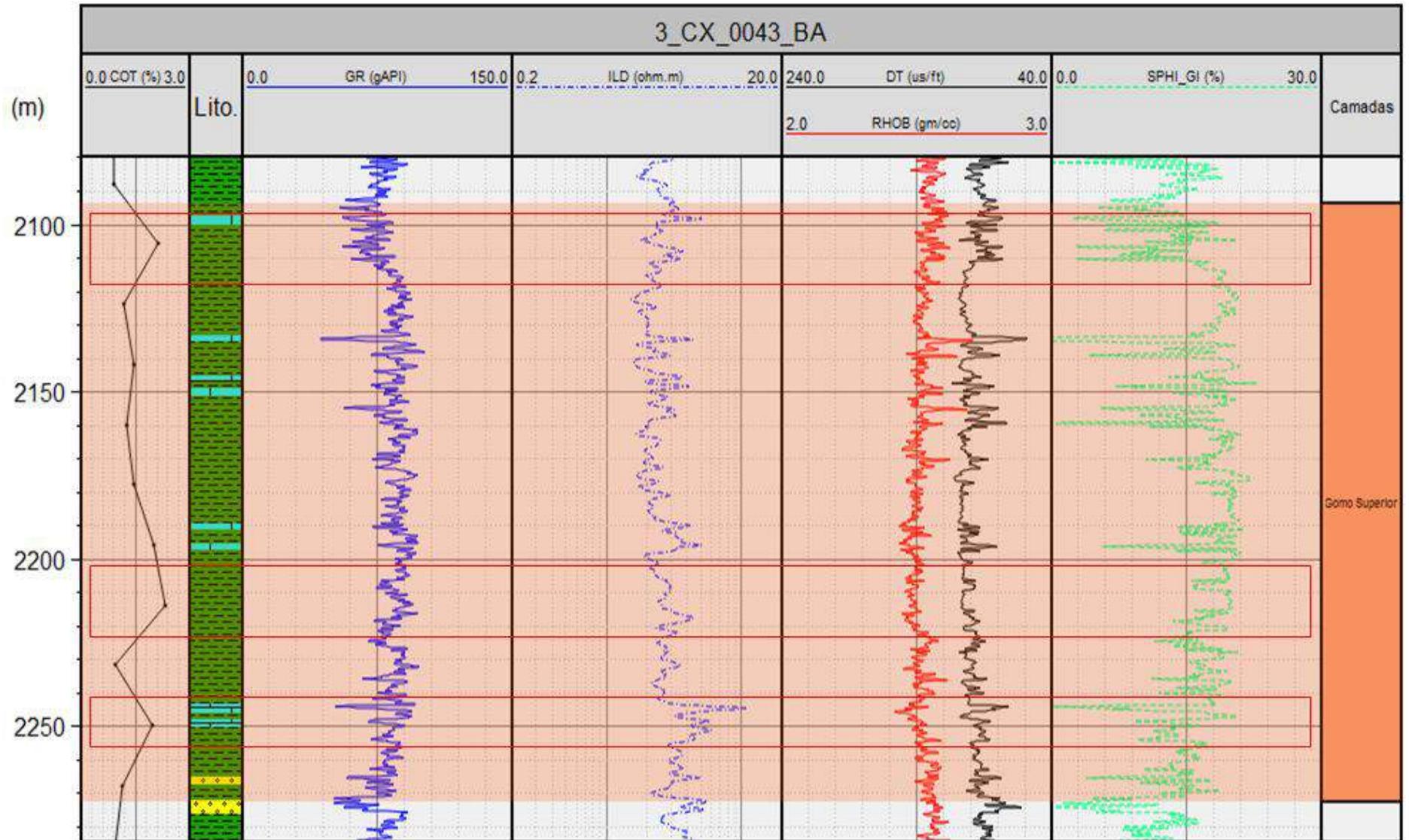
Fonte: A autora, 2016.

6.10 Interpretação petrofísica do intervalo geoquímico Gomo Superior

As respostas em perfil do intervalo geoquímico Gomo Superior também foram analisadas em 3 poços, a exemplo do que ocorreu nos outros intervalos.

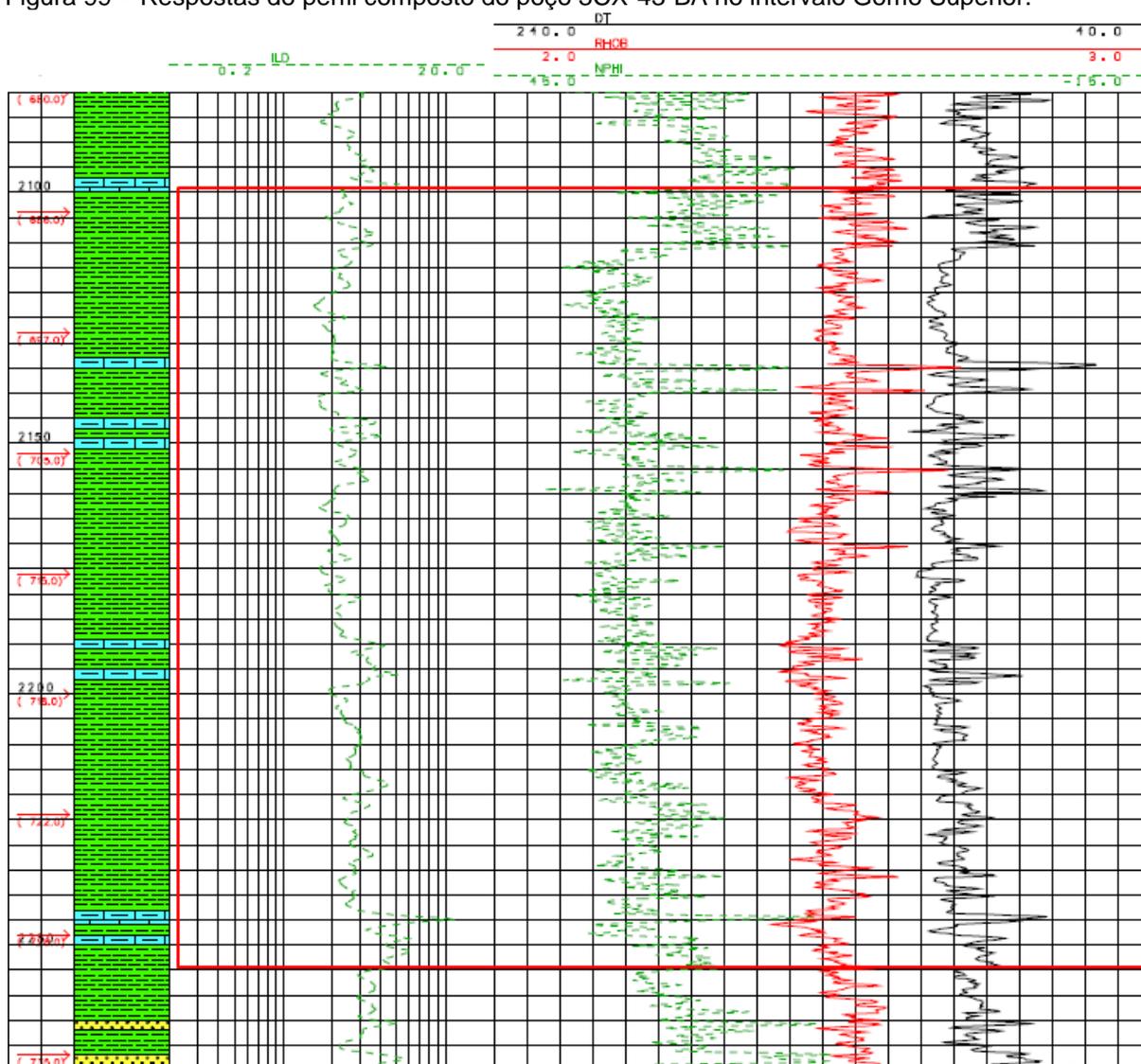
No poço 3CX-43-BA, o intervalo é composto por uma intercalação de folhelhos fossilíferos micáceos e laminados, cinza escuros, por vezes esverdeados ou acastanhados, localmente carbonosos; calcilutitos maciços e argilosos; e camadas de arenitos finos a médios, em parte argilosos, com manchas de óleo de cor castanho escuro. O perfil GR reflete essencialmente as intercalações das camadas de calcilutitos entre os folhelhos, assinaladas por respostas muito baixas, em torno de 50 °API (figura 98). Analisando-se atentamente os locais onde há aumento dos valores de COT, pode-se perceber um aumento da resistividade, mesmo que por vezes esse aumento esteja relacionado, também, à presença das camadas de calcilutito. Na figura 99, a visualização das respostas dos perfis de densidade, tempo sônico e porosidade neutrão são mais claras. Nela, pode-se observar que toda a espessura do intervalo, destacada pelo retângulo vermelho, tem aumento dos valores da porosidade neutrão, diminuição da densidade, e aumento do tempo sônico. Como praticamente todo o intervalo tem valores de COT superiores a 1,2%, considera-se que as respostas dos perfis têm relação direta com a presença de matéria orgânica e/ou hidrocarbonetos, componentes de baixa densidade em relação às rochas sedimentares, e com altas respostas na porosidade neutrão. Não é seguro afirmar que as assinaturas dos perfis DT, RHOB e NPHI tenham relação com a presença de fraturas no intervalo, pois é um intervalo com variações litológicas que resultam, conseqüentemente, na variação dos valores dessas ferramentas. Além disso, a detecção de gás em outros intervalos está diretamente correlacionada com respostas de perfis mais indicativas da presença de fraturas, como variações abruptas nos valores do perfil caliper e perda de fluido de percolação nessas áreas. Apesar de não oferecer evidências de fraturas, o intervalo tem uma porosidade SPHI alta comparada aos outros, com valores de até 20%, o que poderia ser um bom fator para a reserva de hidrocarbonetos.

Figura 98 – Respostas dos perfis do poço 3CX-43-BA no intervalo Gomo Superior.



Fonte: A autora, 2016.

Figura 99 – Respostas do perfil composto do poço 3CX-43-BA no intervalo Gomo Superior.



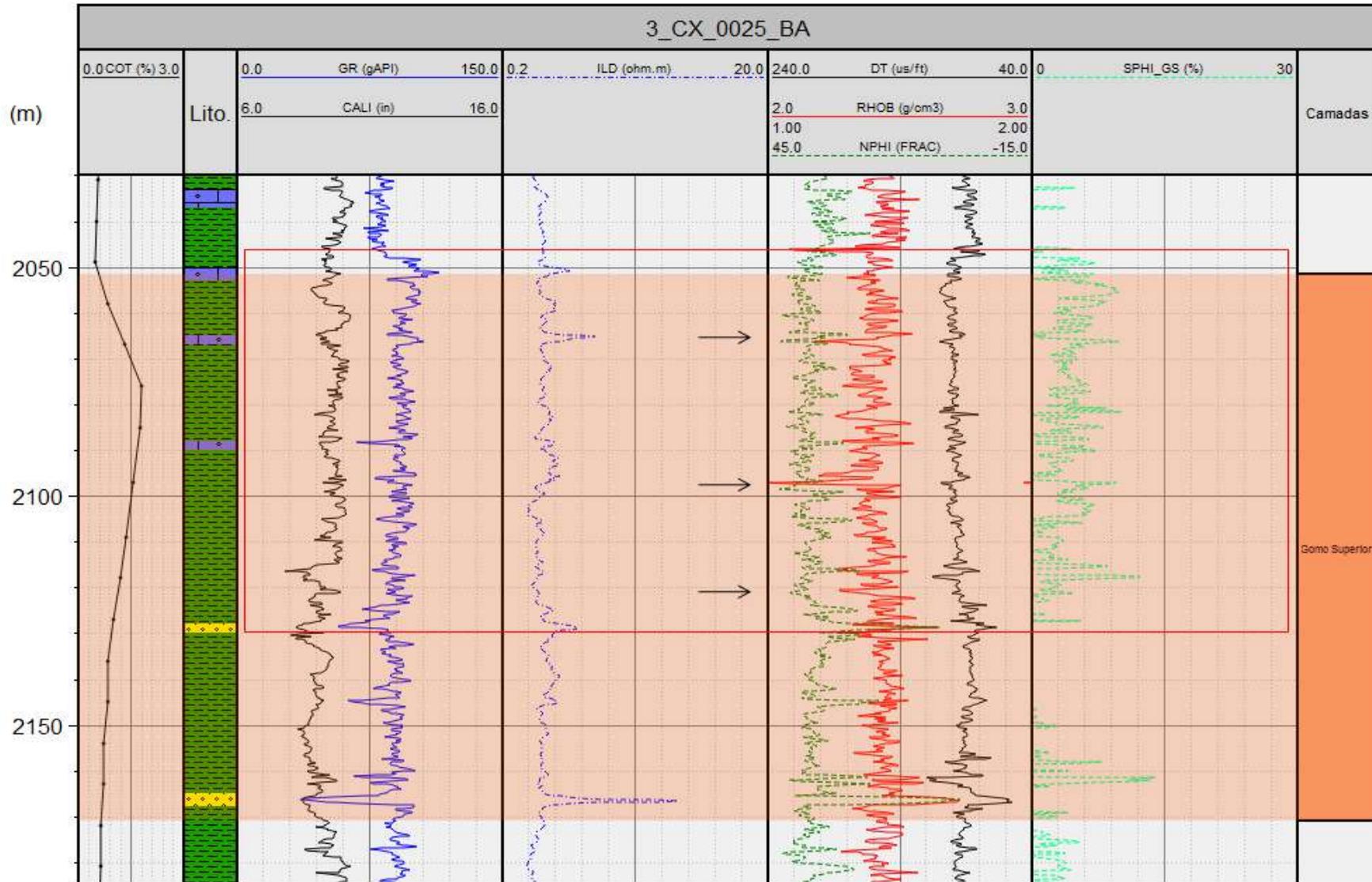
Fonte: Cedido pela ANP.

No poço 3CX-25-BA, o intervalo Gomo Superior é caracterizado, em maior parte, por folhelhos cinza esverdeados, por vezes acastanhados, micáceos, laminados, fossilíferos, sílticos, localmente com calcário, e fraturados, com fraturas preenchidas por calcita. Em menor parte, descreve-se a presença de calcilutitos e arenitos finos. Na figura 100, observam-se as respostas em perfil para o intervalo. As maiores discrepâncias nos valores de GR são relativas principalmente à presença de arenitos dentro da seção de folhelhos. O intervalo caracterizado pelos maiores valores de COT, destacado pelo retângulo vermelho na figura, também apresenta assinatura característica de presença de matéria orgânica e hidrocarbonetos, visto que há uma diminuição da densidade das rochas, associada ao aumento do tempo trânsito e da porosidade neutrão. A curva de porosidade

SPHI, calculada a partir do perfil sônico, também possui os maiores valores junto ao intervalo em destaque, chegando a uma porosidade aproximada de 10%. Pode-se dizer, ainda, que a combinação dos perfis NPHI e RHOB tem uma assinatura característica da presença de gás, sendo confirmada pela descrição, na pasta de poço, de uma detecção de 1000 UGT na profundidade de 2098 metros. Há de se considerar que algumas características levam a admitir a presença de fraturas no intervalo, como, por exemplo, as descrições de amostras de calha, as significativas deformações no perfil caliper, as quedas e aumentos abruptos nos perfis NPHI, RHOB e DT, e, sobretudo, a expressiva detecção de gás, característica de outros intervalos onde também foi interpretada a presença de fraturas neste capítulo.

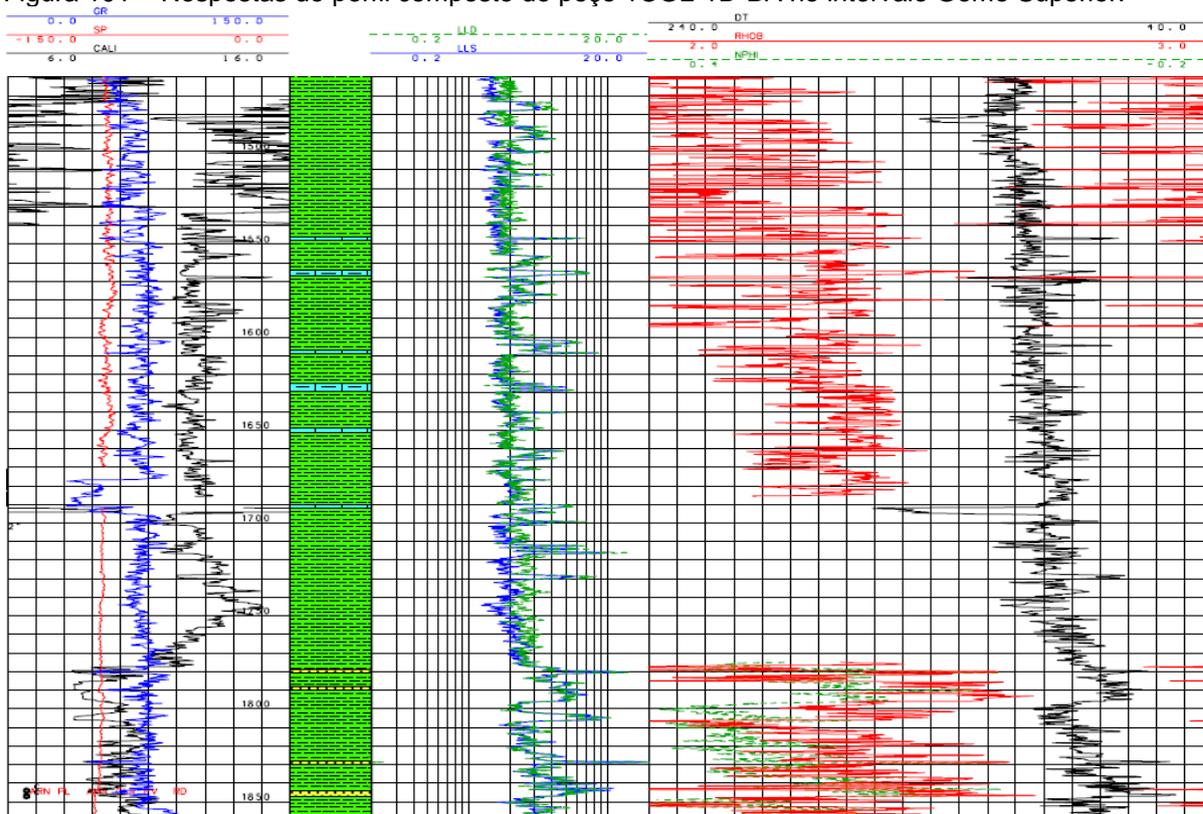
Por fim, o poço 1CGL-1D-BA é composto predominantemente por folhelhos cinza esverdeados, localmente escuros e/ou acastanhados, micáceos, fossilíferos, argilosos, carbonosos e piritosos. Em menor escala descreve-se a presença de calcilutitos localmente argilosos, arenitos finos e desagregados com pirita, e calcarenitos semifriáveis com dolomita. Na figura 101 pode-se observar o perfil composto com o intervalo em destaque, onde o perfil de caliper está muito instável, com altíssimos valores, indicando um arrombamento da parede do poço. Dessa forma, a interpretação das outras curvas nesse intervalo não é confiável, pois a densidade, por exemplo, tem valores muito baixos devido às fraturas causadas pela perfuração. A partir da profundidade de 1780 metros, entretanto, o perfil caliper se torna estável e podem-se avaliar as respostas dos demais perfis. Na figura 102, acompanha-se a diminuição dos valores de RHOB e o aumento dos valores de DT e resistividade LLD relacionados ao aumento dos valores de COT e, conseqüentemente, ao aumento de concentração de matéria orgânica. Nesse intervalo, a porosidade SPHI retorna valores de até 12%. Portanto os resultados da geoquímica orgânica são confirmados pelas respostas em perfis e pode-se dizer que além da presença de matéria orgânica, há óleo no intervalo em questão, detectado na profundidade de 1844 metros, segundo informações do relatório geológico do poço, presente na pasta do mesmo. Com relação à presença de fraturas, o único parâmetro que poderia sugerir sua presença nesse intervalo seria a assinatura do perfil caliper.

Figura 100 – Respostas dos perfis do poço 3CX-25-BA no intervalo Gomo Superior.



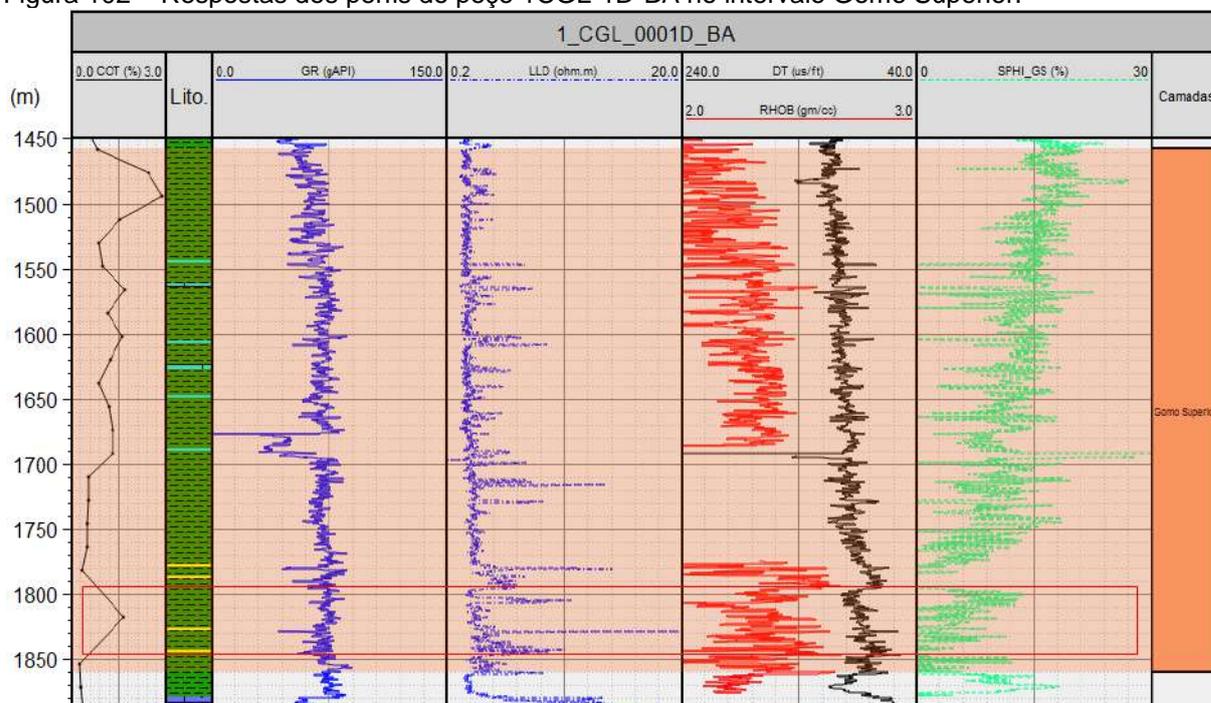
Fonte: A autora, 2016.

Figura 101 – Respostas do perfil composto do poço 1CGL-1D-BA no intervalo Gomo Superior.



Fonte: Cedido pela ANP.

Figura 102 – Respostas dos perfis do poço 1CGL-1D-BA no intervalo Gomo Superior.



Fonte: A autora, 2016.

Ao fim das análises e interpretações de perfis geofísicos de poços e das descrições de amostras de calha, foi possível caracterizar o comportamento das

rochas junto aos intervalos com maiores concentrações de matéria orgânica e, assim, delimitar melhor os intervalos cujas respostas dos perfis sustentam a presença de matéria orgânica e hidrocarbonetos.

Constatou-se, por exemplo, que a composição dos folhelhos das zonas de interesse é favorável à produção de reservatórios do tipo *shale oil*, pois nestes estão presentes carbonatos e mica, além de serem intercalados a rochas como calcilitos e arenitos, o que confere a esse pacote sedimentar uma maior facilidade ao fraturamento natural e hidráulico.

Com relação aos perfis, alguns se mostraram mais úteis que outros na identificação dos intervalos com maiores potenciais. O perfil GR, por exemplo, ajudou na identificação de outras litologias intercaladas aos folhelhos, mas não foi muito útil na identificação de zonas orgânicas mais ricas. O perfil de resistividade, em alguns intervalos, mostrou uma resposta condizente com a presença de hidrocarbonetos e matéria orgânica, já que esses são maus condutores elétricos. Os perfis de densidade e tempo sônico, de modo geral, foram os mais profícuos, pois expressaram, na maioria dos intervalos estudados, uma resposta adequada à presença de hidrocarbonetos e matéria orgânica. A curva de porosidade, calculada a partir do perfil sônico ou do perfil de densidade na falta do primeiro, mostrou-se concordante com as respostas desses perfis, e apontou porosidade média de 10%, sendo o intervalo Gomo Superior o que apresenta os maiores valores, que chegam a 20%.

Por último, aliada à composição dos folhelhos, a presença de fraturas naturais é fundamental para o sucesso da produção neste tipo de reservatório. Dessa forma, as respostas comuns para a presença de fraturas descritas na introdução deste capítulo foram analisadas. Conclui-se que, nos intervalos onde há grande variação repentina perfil caliper, aumento abrupto do perfil DT, e diminuição também abrupta do perfil RHOB, pode ser sugerida a presença de fraturas. Combinado a essas respostas em perfil, constatou-se, também, que nessas zonas houve detecção de gás de até 1000 UGT. Esse fator indica que havia porosidade suficiente na rocha para que o gás estivesse armazenado e devido à baixa porosidade natural dos folhelhos, associa-se essa porosidade à presença de fraturas.

7 ESTIMATIVA DE RECURSOS

As estimativas de reservas desempenham um papel fundamental para as empresas de exploração e produção de hidrocarbonetos, pois é com base nelas que as empresas tomam decisões quanto à implantação de projetos exploratórios e de produção. Elas são feitas na descoberta do reservatório e revistas ao longo de toda sua vida útil.

Essas estimativas são feitas através de cálculos de volumes de fluidos, de forma determinística e /ou probabilística, onde são levadas em consideração, diversas variáveis. Para reservatórios do tipo *shale oil*, sobretudo no presente estudo, a aplicação do método probabilístico torna-se mais adequada, devido ao significativo grau de incerteza e/ou risco monetário. As variáveis mais importantes nesses casos são a área e os valores médios de espessura, densidade e a soma dos hidrocarbonetos livres com o potencial produtor das rochas dos intervalos de interesse (S1+S2).

Antes de tratar de estimativas de reservas propriamente ditas, faz-se necessária uma breve abordagem de alguns termos intimamente ligados à estimativa, de modo a facilitar o entendimento.

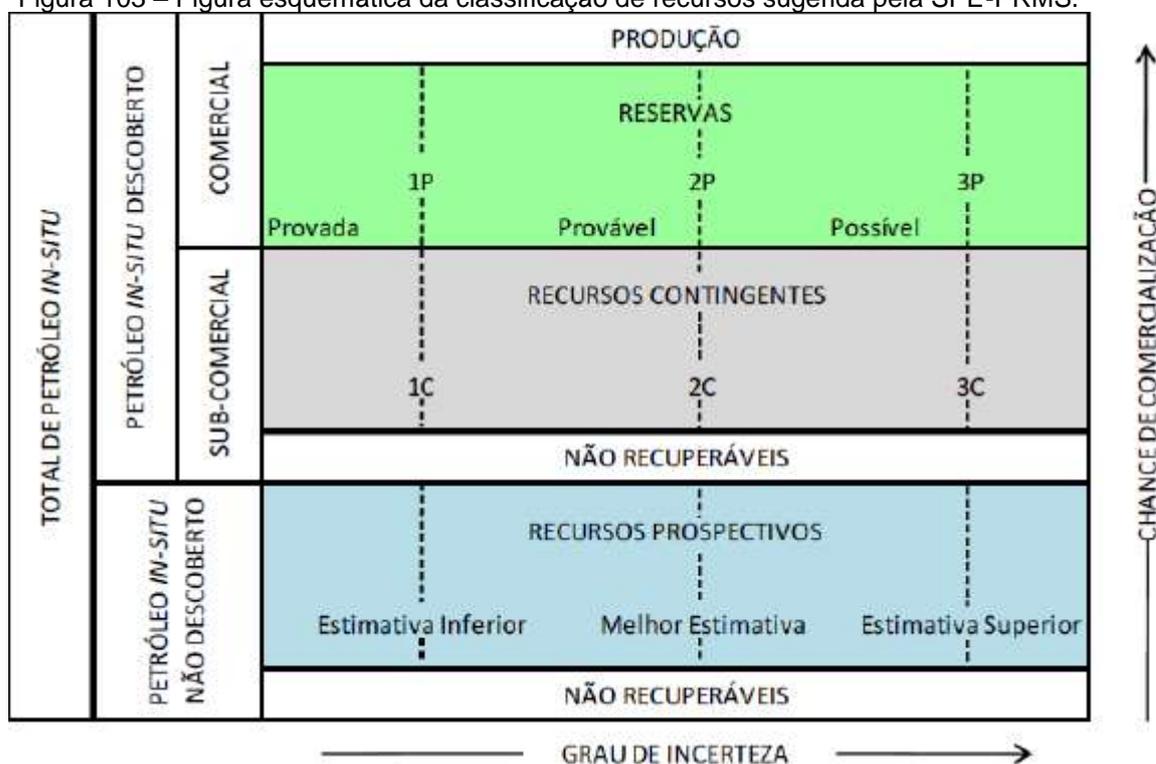
7.1 Classificação de recursos

De forma geral, definem-se recursos e reservas minerais baseando-se exclusivamente na viabilidade econômica do mineral. Assim, segundo Melo (2004), reservas são recursos economicamente viáveis no momento de sua determinação.

O sistema de classificação de recursos mais utilizado no setor petrolífero é o sugerido pela *Society of Petroleum Engineers* (SPE-PRMS, 2007), onde as acumulações de hidrocarbonetos são classificadas como projetos que evoluem segundo a sua chance de comercialização (figura 103). Dessa forma, o volume total de petróleo *in situ* pode ser classificado como descoberto – desde que tenha sido testado por poços que demonstrem a significativa existência de hidrocarbonetos em seus reservatórios – ou não descoberto.

Após a descoberta, as acumulações podem ser divididas em comerciais ou subcomerciais. As acumulações subcomerciais são mantidas como recursos contingentes ou recursos descobertos não recuperáveis, onde os primeiros apresentam potencial para recuperação, porém os projetos não são considerados viáveis para o desenvolvimento comercial devido a algumas questões, como a falta de tecnologia para sua recuperação. Quando a descoberta indicar uma quantidade de petróleo ou gás que permita uma estimativa do volume original *in situ*, a acumulação deverá ser classificada, segundo a ANP (2000), como Recursos Contingentes, como é o caso do presente estudo.

Figura 103 – Figura esquemática da classificação de recursos sugerida pela SPE-PRMS.



Fonte: Adaptado de SPE-PRMS, 2007.

De acordo com a SPE (2007), em relação à categorização horizontal, os volumes recuperáveis, ou com potencialidade para tal, podem ser representados por cenários determinísticos ou por distribuições probabilísticas. O grau de incerteza, representado por uma distribuição probabilística, deve fornecer os valores de estimativa inferior, estimativa mediana e estimativa superior. Na estimativa inferior, deve haver pelo menos 90% de probabilidade (P90) de que a quantidade recuperada seja igual ou exceda essa estimativa; na mediana, deve haver ao menos 50% de probabilidade (P50); e na estimativa superior, deve haver pelo menos 10%

de probabilidade (P10) de que a quantidade recuperada seja igual ou exceda essa estimativa. A tabela 14, adaptada de Texeira (2011), apud Pimentel (2012), sintetiza a relação entre as estimativas, probabilidades e terminologias recomendadas pela SPE-PRMS.

Tabela 14 – Relação entre terminologias recomendadas pelo SPE-PRMS.

Estimativa	Probabilidade da quantidade real ser maior ou igual à estimativa	Terminologia probabilística	Reservas		Recursos Contingentes
Inferior	90%	P90	1P	Reserva Provada	1C
Mediana	50%	P50	2P	Reserva Provada + Provável	2C
Superior	10%	P10	3P	Reserva Provada + Provável + Possível	3C

Fonte: Adaptado de Texeira (2011), apud Pimentel (2012).

Segundo a ANP (2000), as reservas provadas são baseadas na análise de dados geológicos e de engenharia que se estimam recuperar comercialmente, a partir de reservatórios descobertos e avaliados, com elevado grau de certeza, e cuja estimativa considere as condições econômicas vigentes, os métodos operacionais usualmente viáveis, e os regulamentos instituídos pela legislação petrolífera brasileira. Reservas prováveis são aquelas cuja análise de dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza em sua recuperação quando comparada à estimativa de reservas provadas. Igualmente, nas reservas possíveis, a análise dos dados de geociências e de engenharia indica uma probabilidade de recuperação menor se comparada com a estimativa de reservas prováveis.

7.2 Métodos probabilísticos – Simulação de Monte Carlo

Os métodos probabilísticos envolvem o uso de um intervalo ou função de distribuição de probabilidade para cada parâmetro de entrada e para a quantidade de hidrocarbonetos inicialmente *in situ* (recursos) ou recuperável. As incertezas proporcionadas pela qualidade, imprecisão ou ausência de dados complementares, conduzem que a estimativa dos recursos ou reservas seja calculada e expressa como uma faixa de valores.

A simulação de Monte Carlo é, em geral, um procedimento computacional que nos permite simular sistemas físicos, matemáticos ou de outras áreas científicas, que tenham leis capazes de serem traduzidas numa linguagem matemática. Segundo Metropolis (1987) apud Pereira (2012), essa simulação representa explicitamente as incertezas de um problema, especificando variáveis de entrada que possam assumir valores aleatórios de acordo com uma distribuição que descreve seu comportamento. Posteriormente, inúmeros cálculos determinísticos são realizados com base numa amostragem aleatória dos valores para cada parâmetro de entrada. Essa amostragem é obtida através de algoritmos que geram números aleatórios (ou, mais comumente, números pseudo-aleatórios). É necessária a geração de um número grande desses números para que seja utilizada na amostragem dos parâmetros necessária. Este processo se chama propagação (ou tradução) das incertezas de entrada para incertezas de saída, através de uma função que descreve o comportamento do parâmetro que se busca solucionar. O conjunto de resultados determinísticos gerados representa a descrição probabilística do resultado, que assim pode ser analisado estatisticamente (JONES, 2009).

7.3 Estimativa de volume de óleo original *in situ*

Para a estimativa dos recursos de *shale oil* no Campo de Cexis, os cálculos sistemáticos aplicados por Espitalié et al. (1987) na Bacia de Paris foram adaptados e utilizados. Assim, o cálculo da massa de hidrocarbonetos, dado em toneladas, é feito a partir da fórmula 3, onde foram considerados a área total do Campo de Cexis, bem como os valores médios de espessura, densidade e da soma de S1+S2 dos intervalos que se mostraram mais prolíficos nas interpretações geoquímicas e petrofísicas dos poços. As devidas conversões de unidades foram realizadas de modo a torná-las consistentes. Baseando-se no fato de 1 tonelada corresponder a aproximadamente 6,29 barris, a fórmula 4 indica o cálculo feito para a descoberta do volume de hidrocarbonetos em milhões de barris.

$$M_H = A \times H \times D \times (S1+S2) \quad (3)$$

Onde: M_H = Massa de hidrocarbonetos (ton)

A = Área média (Km²)

H = Espessura média (m)

D = Densidade (g/cm³)

$$V_O = M_H \times 6,29/1.000.000 \quad (4)$$

Onde: V_O = Volume de shale oil (MM bbl)

Esses cálculos foram realizados de forma individual para cada intervalo de interesse. Para isso, foi utilizado o Software Microsoft Excel, onde, após a entrada dos valores médios de cada parâmetro, foi feita a simulação de Monte Carlo com 2.000 iterações. Para cada *input*, com exceção da área - onde foi atribuído o valor determinístico da área do Campo de Cexis, foram atribuídos valores médios e de desvio padrão (DP), para uma distribuição normal. O algoritmo utilizado para realizar a modelagem dos resultados com o método Monte Carlo foi criado no Excel, segundo modelos fornecidos por Jones (2016).

A tabela 15 ilustra os parâmetros de entrada utilizados para cada intervalo analisado. Após ter sido feita a amostragem aleatória dos valores, os resultados probabilísticos relativos a P90, P50 e P10, analisados para cada intervalo separadamente, e para a somatória dos 3 intervalos, são expostos na tabela 16, em milhões de barris (MM bbl). A observação das tabelas mostra que os volumes encontrados são proporcionais aos *inputs*, e, dessa forma, o intervalo Gomo Superior é o que apresenta as melhores estimativas do recurso contingente, seguido dos intervalos Gomo Intermediário e Gomo Inferior, respectivamente. A partir dos resultados obtidos para a estimativa inferior, conclui-se que existe pelo menos 90% de probabilidade de que a quantidade de *shale oil* no Campo de Cexis seja igual ou maior que 493 milhões de barris, somados os 3 intervalos de interesse geoquímico.

Tabela 15 – Valores dos parâmetros de entrada utilizados para cada intervalo analisado.

Intervalos	Área (Km ²)	Espessura Média (m)	DP Espessura	Densidade Média (g/cm ³)	DP Densidade	S1+S2 Médio (mg HC/g rocha)	DP S1+S2
Gomo Inferior	55	34,6	4	2,4	0,2	5,05	1
Gomo Intermediário		26,6	4	2,37	0,2	8,77	2
Gomo Superior		37,6	5	2,36	0,09	8,16	0,4

Fonte: A autora, 2016.

Tabela 16 – Estimativas probabilísticas, em milhões de barris, dos intervalos de interesse.

Intervalos	P90 (MM bbl)	P50 (MM bbl)	P10 (MM bbl)
Gomo Inferior	101	142	191
Gomo Intermediário	123	191	270
Gomo Superior	203	250	299
Total =	493	587	682

Fonte: A autora, 2016.

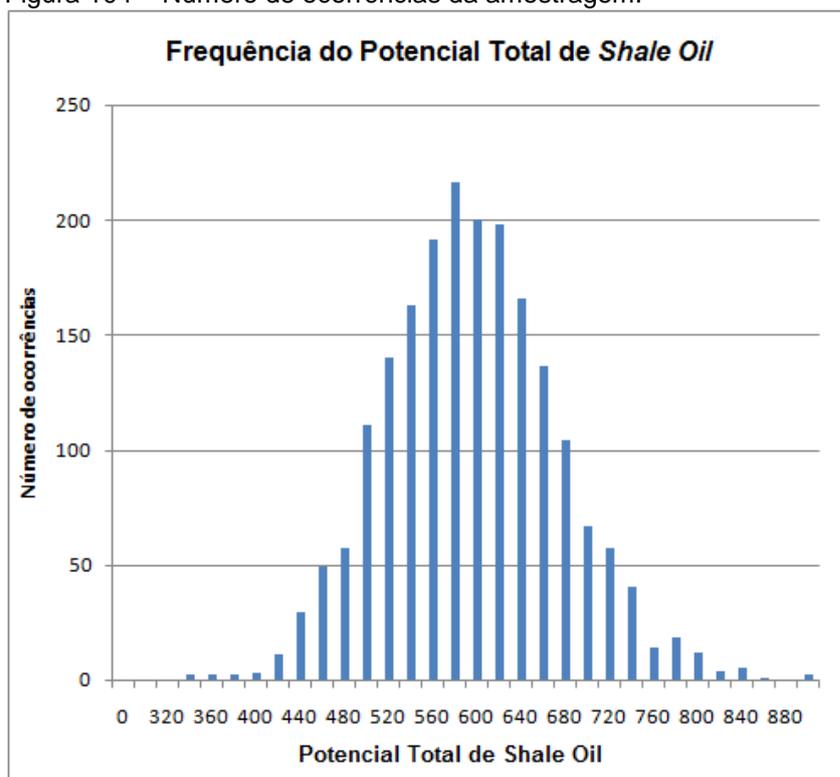
O gráfico do número de ocorrências de valores da amostragem (figura 104) mostra uma distribuição aproximadamente normal dos valores, onde a maioria deles, como era de se esperar, revela um potencial de aproximadamente 580 milhões de barris, condizente com o valor probabilístico de P50 acima exposto. No gráfico da figura 105, visualiza-se a frequência cumulativa do potencial total de *shale oil* para o Campo de Cexis. Nele, é possível observar que o valor de P90, que corresponde ao valor cumulativo das 200 ocorrências de menor valor (10%), está entre 480 e 500 milhões de barris (o valor de P90 é de 493 milhões de barris. O mesmo ocorre com os valores de P50 e P10, que equivalem a aproximadamente 580 e 680 milhões de barris.

Haja vista que a produção máxima de óleo no Campo de Cexis foi de aproximadamente 3860 barris por dia, o valor estimado do recurso contingente é consideravelmente alto. Porém, há de se levar também em consideração, que para recursos contingentes, não são considerados os fatores de recuperação ou econômicos. Além disso, os reservatórios do tipo *shale oil* têm fator de recuperação

inferior ao dos reservatórios convencionais. Se fosse considerado um fator de recuperação de 10% para os reservatórios do tipo *shale oil* do Campo de Cexis, por exemplo, o valor de P90 para os recursos recuperáveis seria de aproximadamente 49,3 milhões de barris. Para isso, o campo teria que produzir 3860 barris de óleo diários por, pelo menos, 35 anos.

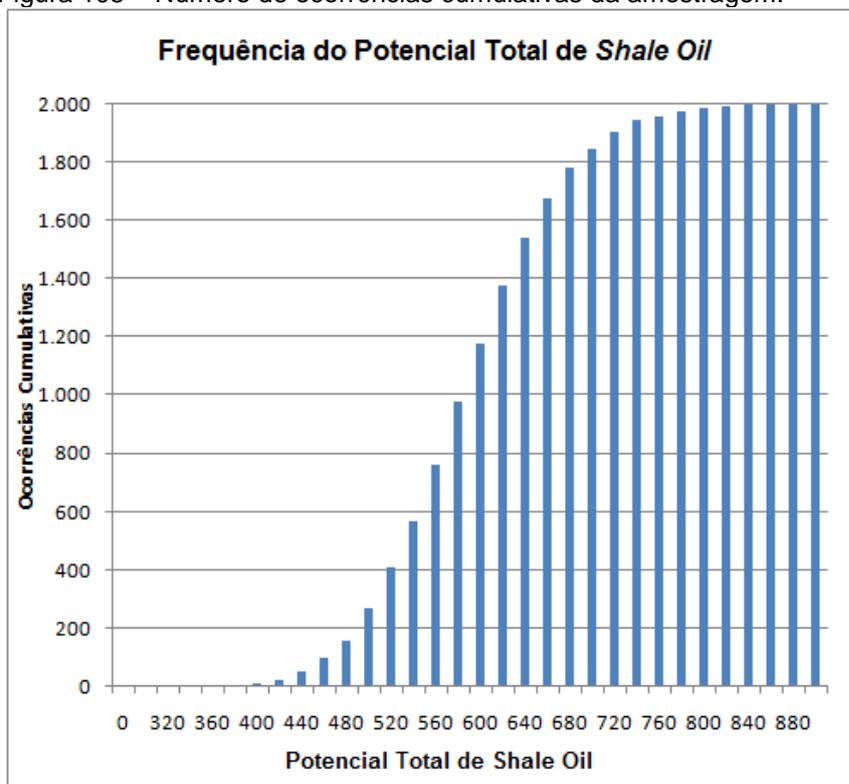
Como anteriormente dito, os cálculos foram baseados em valores interpretativos, a partir de dados antigos e de baixa qualidade. Por isso, mesmo resultando valores significativos, a estimativa dos recursos foi uma importante parte da metodologia aplicada na presente dissertação, já que caracteriza uma das etapas do trabalho de avaliação de reservatórios não convencionais na indústria do petróleo.

Figura 104 – Número de ocorrências da amostragem.



Fonte: A autora, 2016.

Figura 105 – Número de ocorrências cumulativas da amostragem.



Fonte: A autora, 2016.

CONSIDERAÇÕES FINAIS E CONCLUSÕES

O objetivo principal do trabalho foi a identificação e caracterização dos reservatórios não convencionais do Campo de Cexis, através do uso de ferramentas amplamente utilizadas na indústria do petróleo, como a sísmica de reflexão 3D, a geoquímica orgânica e a perfilagem de poços. Para isso, foi aplicada uma metodologia que consistiu na interpretação dos dados sísmicos, geoquímicos e dos perfis de poços. Cada etapa do trabalho foi conclusiva e essencial para a realização das etapas seguintes.

Através do levantamento bibliográfico, foi possível conhecer a criação e a evolução geológica regional da bacia. Nas interpretações sísmicas da área, algumas características regionais foram identificadas e certificadas, entretanto, foram distinguidos localmente alguns aspectos. O mapeamento dos horizontes e das falhas nas direções de *dip* e *strike* da bacia permitiu a compreensão do arcabouço estrutural e estratigráfico da área do campo. Foram observados dois sistemas distintos de falhas normais. O primeiro e mais proeminente foi formado durante o movimento de extensão da bacia e é composto por falhas de direção preferencial N45°E, sintéticas e antitéticas à falha materna de Candeias. O segundo sistema de falhas foi interpretado como sendo pertencente a uma família de falhas de alívio, com direção preferencial N30°W e mergulho preferencial para SW. Essas falhas são praticamente paralelas à falha de Mata-Catu Sul, descrita por Destro (2002) e possuem grandes rejeitos, principalmente no nível dos horizontes dos topos do embasamento e da seção pré-rifte, condicionando, dessa forma, o mergulho das superfícies mapeadas na área em direção a SW, ao contrário do que descreveram alguns autores como Camões (1988) e Horschutz & Teixeira (1969), que indicavam mergulho para NE. Como discutido anteriormente, as falhas de alívio são formadas para acomodar a variação de rejeito vertical ao longo de falhas normais. Uma das maiores falhas de alívio encontradas da Bacia do Recôncavo é a falha de Mata-Catu Sul. Destro (2002) acredita que essa falha tenha sido gerada para acomodar a grande variação de rejeito da falha de Salvador, perpendicular a ela, e cujo rejeito chega até 6000 metros no Baixo de Camaçari, próximo ao Campo de Cexis. A exemplo da falha de Salvador, outras falhas normais de grande rejeito ocorrem na

área estudada, como a falha de Candeias, mapeada numa linha 2D deste trabalho. Conclui-se, então, que as falhas de alívio mapeadas no campo, formaram-se para acomodar a variação de rejeito vertical da falha de Candeias localmente e, portanto, da área do Campo de Cexis, o mergulho das camadas está discordante dos mergulhos analisados no restante da área sudeste da Bacia do Recôncavo.

A importância do mapeamento sísmico como parte da metodologia aplicada no trabalho, está no conhecimento do comportamento estrutural da área e da distribuição das camadas, que em geral são tabulares e mergulham para sudoeste. A partir dessas informações, a correlação de poços tornou-se mais fácil, pois os altos e baixos estruturais, previamente identificados nos mapas estruturais em tempo, puderam ser confirmados a partir da configuração litológica e estratigráfica dos poços.

A correlação entre os poços foi feita com base no modelo de estratigrafia de sequências para bacias do tipo rifte, utilizada a fim de delimitar superfícies, em cada poço, em conformidade com as fases do desenvolvimento do rifte. De forma geral, os estratos foram separados em 4 tratos de sistemas: Trato Tectônico de Início de Rifte, Trato Tectônico de Clímax de Rifte e Trato Tectônico de Preenchimento de Rifte. A partir da correlação estratigráfica dos poços, o mergulho das camadas em direção a SW ficou claro, em algumas seções, e permitiu a conclusão de que esse arranjo estrutural teve influência das falhas de alívio da área, que têm rejeitos mais expressivos em relação às falhas normais de abertura da bacia. Essa etapa do trabalho permitiu, principalmente, a identificação dos intervalos de interesse para a produção de *shale oil/gas* e sua continuidade lateral, numa escala de interpretação de maior resolução em relação à sísmica. Dessa forma, o intervalo com maior probabilidade de ter acumulação, preservação de matéria orgânica, e evolução térmica adequada à geração de hidrocarbonetos, foi depositado sob o Trato Tectônico de Clímax de Rifte, devido ao desenvolvimento, nessa fase, de um ambiente com alta produtividade orgânica e com as melhores condições de desoxia para a preservação da matéria orgânica formada.

A geoquímica orgânica, junto à petrofísica de poços, foram os métodos mais importantes para a caracterização dos intervalos de interesse para a geração de hidrocarbonetos. Na correlação geoquímica entre os poços foram identificados 7 intervalos onde significativos aumentos dos teores de COT ocorrem ao longo dos poços, sendo eles: Tauá Inferior, Tauá Superior, Gomo Inferior, Gomo Intermediário,

Gomo Superior, Maracangalha e Taquipe. As análises de COT e pirólise determinaram o potencial de geração de hidrocarbonetos dos intervalos; sua evolução térmica foi dada pelos valores de reflectância da vitrinita, junto aos valores de Tmax. Esses dados mostraram que a profundidade a partir da qual as rochas estão termicamente maduras corresponde a aproximadamente 1900 metros. Dessa forma, pôde-se concluir que apenas os intervalos da Formação Candeias têm condições ideais de soterramento e maturação. Sua caracterização geoquímica retratou que os intervalos do Membro Tauá não têm potencial para geração, já que seus valores de COT e pirólise são, no geral, muito baixos. No que tange aos intervalos Gomo Inferior e Gomo Intermediário, os resultados geoquímicos apontaram quantidade e qualidade de matéria orgânica adequada à geração de óleo; soma-se a isso o fato de que nas profundidades onde eles foram identificados na maioria dos poços, as rochas encontram-se maduras e na zona de geração de óleo. É importante acrescentar que é no intervalo Gomo Intermediário onde são visualizados os maiores valores de S1, o que sugere que nele existe as melhores condições para a geração de óleo e é onde se deve enfatizar as futuras pesquisas. O intervalo Gomo Superior, apesar de ter valores de COT e pirólise consideráveis, tem uma evolução térmica ainda inicial para a maturação das rochas, embora haja indício de geração em alguns poços, corroborado pelos altos valores de S1.

As análises e interpretações de perfis geofísicos de poços e das descrições de amostras de calha deram um suporte maior para a avaliação dos intervalos geoquímicos de interesse. A partir delas, constatou-se, que os folhelhos das zonas de interesse têm composição favorável à produção de reservatórios do tipo *shale oil*, pois nestes estão presentes carbonatos e mica, além de serem intercalados a rochas como calcilutitos e arenitos, o que confere a esse pacote sedimentar uma maior facilidade ao fraturamento natural e hidráulico. Os perfis de resistividade, densidade e tempo sônico expressaram, na maioria dos intervalos estudados, uma resposta adequada à presença de hidrocarbonetos e matéria orgânica. As curvas de porosidade, calculadas a partir do perfil sônico ou do perfil de densidade, mostraram-se concordantes com as respostas desses perfis, e apontaram porosidade média de 10%. Por último, a presença de fraturas naturais, fundamentais para o sucesso da produção neste tipo de reservatório, foi inferida nos intervalos onde se visualizou grande variação repentina no perfil caliper, aumento abrupto do perfil DT, e diminuição, também abrupta, do perfil RHOB, combinado à detecção de

gás, nesses intervalos, de até 1000 UGT, fator que indica que havia porosidade suficiente na rocha para que o gás estivesse armazenado e, devido à baixa porosidade natural dos folhelhos, associa-se essa porosidade à presença de fraturas.

As interpretações acima descritas permitiram que fosse feita a estimativa do potencial de óleo nos intervalos do Membro Gomo. Para as estimativas, foram feitos cálculos de massa e volume de fluidos através do método probabilístico, onde se recorreu a Simulação de Monte Carlo. Esse método se mostrou mais adequado para os cálculos feitos, pois usa um intervalo de distribuição de probabilidade para cada parâmetro de entrada, considerando, assim, as incertezas proporcionadas pela qualidade, imprecisão ou ausência de dados complementares. A partir dos resultados obtidos para a estimativa inferior, concluiu-se que existe pelo menos 90% de probabilidade de que a quantidade de *shale oil* no Campo de Cexis seja igual ou maior que 493 milhões de barris, somados os 3 intervalos de interesse geoquímico. Individualmente, embora a maior estimativa de rendimento de *shale oil* tenha sido calculada no intervalo Gomo Superior, o intervalo que apresentou valores geoquímicos e petrofísicos mais otimistas, como valores mais altos de COT e S1, S2 indicando um bom a excelente potencial para geração, condições ideais de maturação, além do indício de presença de fraturas, foi o intervalo Gomo Intermediário. Nele, cuja espessura média é de aproximadamente 27 metros, foi calculada uma estimativa inferior de 123 milhões de barris de óleo.

A estimativa dos recursos, assim como as interpretações e caracterizações realizadas para esta finalidade, foram partes importantes e essenciais da metodologia aplicada na presente dissertação. O trabalho teve um fluxo multidisciplinar que proporcionou o alcance dos seus principais objetivos. Todas as etapas nele aplicadas são realizadas no trabalho de avaliação de reservatórios não convencionais na indústria do petróleo. Por isso, sua relevância acadêmica está em futuros estudos que possam ser realizados em outras áreas do restante da Bacia do Recôncavo, para a investigação de reservatórios do tipo *shale oil* e/ou *shale gas*.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (Brasil). Portaria nº9 de 21 de Janeiro de 2000. Disponível em: <[http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/folder_portarias_anp/portarias_anp_tec/2000/janeiro/panp%209%20%202000.xml?f=templates\\$fn=default.htm&sync=1&vid=anp:10.1048/enu](http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/folder_portarias_anp/portarias_anp_tec/2000/janeiro/panp%209%20%202000.xml?f=templates$fn=default.htm&sync=1&vid=anp:10.1048/enu)>. Acesso em 7 nov, 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. Plano de Desenvolvimento Aprovado Reunião de Diretoria nº 843 de 11/05/2016 Resolução nº 350/2016. Disponível em: <www.anp.gov.br/wwwanp/?dw=80846> Acesso em: 20 jan. 2016.

AGLE, H. M.; SANDOVAL, J. R. L.; SILVA, O. B. Estudo da Formação Candeias no Recôncavo Sul. Salvador, PETROBRÁS. RPBA. DIREX, (Relatório interno, 108-22651), 1979.

AGUIAR, G. A.; MATO, L. F. Definição e relações estratigráficas da Formação Afligidos nas bacias do Recôncavo, Tucano Sul e Camamu, Bahia, Brasil. In: Congresso Brasileiro de Geologia, 36., 1990, Natal. Anais. São Paulo: Sociedade Brasileira de Geologia. v. 1, p. 157-170, 1990.

ARAGÃO, M. A. N. F. & PERARO, A. A. Elementos estruturais do rifte Tucano/Jatobá. In: Simpósio sobre o Cretáceo do Brasil, 3. Boletim. Rio Claro: Universidade Estadual Paulista, 1994.p. 161-165, 1994.

ARAGÃO, M. A. N. F. Mapa do limite da Bacia do Recôncavo com campos de óleo e gás – Escala 1:250.000. Petrobras, Salvador, 1995.

AUTRIC & DUMESNIL. Les diagraphies de resistivite, radioactivite et temps de transit time log to evaluate the organic contento f low permeability rocks: The log Analyst, v. 26, p. 36-45, 1985.

BOYER, C.; KIESCHNICK, J.; SUAREZ-RIVERA, R.; LEWIS, R.; WALTERS, G. Producing Gas from Its Source. Oilfield Review, Autumm, 2006. Disponível em: <http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors06/aut06/producing_gas.ashx>. Acesso em: 22 ago. 2016.

BULCÃO, A. Modelagem e Migração Reversa no Tempo empregando operadores elásticos e acústicos. Tese (Doutorado) – COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2004.

BROWN, A. R. Pitfalls in 3D seismic interpretation: Keynote presentation at the 11th Annual 3-D Seismic Symposium, Denver. The leadingedge, 24(7), 716-717, 2005.

- BULHÕES, E. M., AMORIM, W. N. Princípio da Sismocamada Elementar e sua Aplicação à Técnica de Volume de Amplitudes (tec. VA). Ninth International Congress of the Brazilian Geophysical Society, Salvador, Brasil, 2005.
- CAMÕES, A. M. Modelo tectono-sedimentar do Campo de Cexis, Bacia do Recôncavo. Boletim de Geociências da Petrobrás, Rio de Janeiro: 2 (2/41: 267-275), 1988.
- CAMÕES, A. M.; RIGUEIRA, R. C. Campo de Cexis; relatório geológico. Salvador, PETROBRÁS. DEPEX. DEXBA. DINTER. SEGED. 73 p. (Relatório interno, 1799), 1987.
- CAIXETA, J.M., BUENO, G.V., MAGNAVITA, L.P., FEIJÓ, F.J. Bacias do Recôncavo, Tucano e Jatobá. Boletim Geociências. Petrobrás, Rio de Janeiro, 8 (1): 163-172, 1994.
- CATUNEANU, O., HANCOX, P. J., CAIRNCROSS, B., RUBIDGE, B. S. Foredeep submarine fans and forebulge deltas: orogenic off-loading in the underfilled Karoo Basin. *Journal of African Earth Sciences* 33, 489–502, 2002.
- CUPERTINO, J.A. & BUENO, G.V. Arquitetura das Sequências Estratigráficas Desenvolvidas na Fase de Lago Profundo no Rifte do Recôncavo. Boletim de Geociências. Petrobrás, Rio de Janeiro, v.13, n.2: p.245-267, 2005.
- DELGADO, I. M.; SOUZA, J. D.; SILVA, L. C.; SILVEIRA FILHO, N. C.; SANTOS, R. A.; PEDREIRA, A. J.; GUIMARÃES, J. T.; ANGELIM, L; A. A.; VASCONCELOS, A. M.; GOMES, I. P.; LACERDA FILHO. J. V.; VALENTE, C. B. R.; PERROTTA, M. M.; HEINEC, C. A.; BIZZI, L. A.; SCHOBENHAUS, C., VIDOTTI, R. M.; GONÇALVES, J. H. (Eds.) Geotectônica do Escudo Atlântico. In: Geologia, tectônica e recursos minerais do Brasil: textos, mapas & SIG. Brasília: Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais, p. 227-334. 2003.
- DELLA FÁVERA, J. C. ; CHAVES, H. A. F. ; MEDEIROS, M. A. M. ; MENEZES, C. P. ; TAVARES, M. E. A. ; GONZALES, M. E. ; PINHEIRO, M. L. D. ; SILVA, O. C. . Análise Estratigráfica do Andar Buracica, Bacia do Reconcavo. UERJ, Dep. de Geologia/Geofísica, LABCG. 1994.
- DESTRO, N. Release fault: a variety of cross fault in linked extensional fault systems in the Sergipe-Alagoas Basin, NE Brazil. *J. Struct. Geol.*, **17**(5): 615-629, 1995.

DESTRO, N. Falhas de Alívio e de Transferência: O significado Tectônico e Econômico no Rifte do Recôncavo- Tucano-Jatobá, NE Brasil. Tese de Doutorado, Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto, 173 p, 2002.

DESTRO, N., SZATMARI, P., ALKIMIM, F.F. & MAGNAVITA, L.P. Release faults, associated structures, and their control on petroleum trends in the Recôncavo rift, northeast Brazil. AAPG Bull., 7: 1123-1144, 2003.

ESPITALIÉ, J., DEROD, M., MARQUIS, F. La Pyrolyse Rock-Eval et ses applications. Rev. Inst. Français Pétrol., v. 40, p. 755-784, 1985.

ESPITALIÉ, J., MAXWELL, J.R., CHENET, Y., MARQUIS, F. Aspects of hydrocarbon migration in the Mesozoic in the Paris Basin as deduced from an organic geochemical survey. Organic Geochemistry, Oxford, v. 13, n. 1-3, p. 467- 481, 1987.

FLOWER, J. G. Journal of Petroleum Technology March 638. 1983.

GONTIJO, L. F. Estudo de Mecanismos e Processos de Sedimentação em Fluxos Gravitacionais de Sedimento da Formação Maracangalha, Membro Caruaçu. Aplicação da Metodologia de Estudo Rocha x Perfil na Predição da Qualidade dos Reservatórios. 2011. 80p. Monografia (graduação) - Instituto de Geociências, Universidade Federal da Bahia (UFBA), Salvador, 2011.

GUIDA, J. C. S. Aplicação do método de migração reversa no tempo em dados sintéticos utilizando como condição de imagem a correlação cruzada. Monografia (graduação) - Instituto de Geociências, Universidade Federal Fluminense (UFF), Niterói, 2011.

HORSCHUTZ, P. M. C., TEIXEIRA, A. A. Diapirismo de folhelho na Bacia do Recôncavo. Boletim técnico da Petrobrás. Rio de Janeiro, v.12 (4), p. 403-438, 1969.

HUOYA, B. M., Estratigrafia de sequências de bacia rifte: Uma nova abordagem para o entendimento da variação do nível e base na região nordeste da bacia do Recôncavo. Monografia (graduação) - Instituto de Geociências, Universidade Federal da Bahia (UFBA), Salvador, 2012.

JONES, C. M. Aplicação do conceito de área exaurida à região de águas rasas da bacia petrolífera de Campos, utilizando ferramentas de modelagem do processo exploratório. Dissertação de Mestrado. Universidade do Estado do Rio de Janeiro, 2009.

JONES, C.M. 2016. Modelo de planilha Excel para modelagem de cálculo volumétrico estocástico. Ferramenta em desenvolvimento, disponibilizada pelo autor.

- KEARY, P.; Brooks, M.; Hill, I. Geofísica de Prospecção. São Paulo. Oficina de Textos. 438p., 2009.
- KRYGOWSKI, D. A. Guide to Petrophysical Interpretation. Online report: Wyoming University, Austin, Texas, 147p., 2003.
- KUCHLE, J., M. HOLZ, C. M. S. SCHERER, F. FERNANDES; R. P. BEDREGAL. "Mapeamento estratigráfico de bacias rifte a partir de padrões de empilhamento e seus significados genéticos." In Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, vol. 4, p. 2007.
- LYLE, S.; Marcellus draws a crowd. In: Marcellus Playbook: Hart Energy Publishing, p. 22-25, 2009.
- MAGNAVITA, L.P. Geometry and kinematics of the Reconcavo-Tucano-Jatobá rift, NE, Brazil. Thesis (Doctor of Philosophy) - University of Oxford, Wolfson College, USA, 493 P., 1992.
- MAGNAVITA, L.P. Estruturas e Tectônica do Rift do Recôncavo-TucanoJatobá. In BARBOSA, J.S.F., DOMINGUEZ, J.M.L (Coords.) Geologia da Bahia. Texto explicativo para o Mapa geológico ao milionésimo do Estado da Bahia. SGM. Cap.XI: 239-259, 1996.
- MAGNAVITA, L.P.; SILVA, R.R.DA.; SANCHES, C.P. Guia de campo da Bacia da Recôncavo, NE do Brasil. Boletim de Geociências da Petrobras: Rio de Janeiro, v. 13, p. 301-334, 2005.
- MARTINS-NETO, M.A.; CATUNEANU, O. Rift sequence stratigraphy. Marine and Petroleum Geology, Guildford, v.27, p.247-253, 2019.
- MELO, L. C. Modelagem da Evolução e Projeção de Volume de Óleo Recuperável acumulado: Metodologia e Aplicação. 81 f. Dissertação de mestrado – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.
- MILHOMEM, P. S.; MAMAN, E. J.; OLIVEIRA, F. M.; CARVALHO, M. S. S.; LIMA, W.S. Bacias Sedimentares Brasileiras: Bacia do Recôncavo. Fundação Paleontológica Phoenix, ano 5, n 51, 2003.
- NERY, G. Perfilagem Geofísica em Poço Aberto. Salvador, BA, 231p, 1990.
- NERY, G. G. 2004. Apostila sobre Perfilagem Geofísica. Disponível em: <<http://www.geraldogirao.com>>. Acesso em: 05 out. 2016.
- NERY, G. Perfilagem Geofísica em Poço Aberto – fundamentos básicos com ênfase em petróleo. Rio de Janeiro: SBGF, 2013.

- O'BRIEN, G. D. Survey of diapirs and diapirism. In: The American Association of Petroleum Geologists Diapirism and diapirs; a symposium. The American Association of petroleum Geologists, Memoir 8. Tulsa, VII, 444p., 1968.
- OLIVEIRA, S., S. Caracterização de reservatórios não convencionais Shale Gas na Formação Barreirinha – Bacia do Amazonas. 243 f. Dissertação de Mestrado – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, 2015.
- PEREIRA, G. C. R. Avaliação de recursos de petróleo não descobertos (yet-to-find-oil) na Bacia de Sergipe/Alagoas. 57 f. Monografia de graduação – Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.
- PETRI, S. Foraminíferos e o ambiente de deposição dos sedimentos do Mioceno do recôncavo baiano. Revista Brasileira de Geociências, São Paulo, v. 2, n. 1, p. 51-67, 1972.
- PIMENTEL, L. S. Estimativa do volume de recurso contingente dos folhelhos oleígenos da Formação Tremembé, Bacia de Taubaté, na região de Tremembé-Pindamonhangaba, SP. 81f. Dissertação de Mestrado – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.
- PONTES, A.R. & RIBEIRO, C.L. Detalhe geológico do Recôncavo Central (Mata, Salvador, Candeias e Santo Amaro). Salvador, PETROBRÁS/RPBA, 1964.
- POSAMENTIER, H. W., VAIL, P. R. Eustatic controls on clastic deposition. II. Sequence and systems tract models. In: Wilgus, C. K., Hastings, B. S., Kendall, C. G. St. C., Posamentier, H. W., Ross, C. A., Van Wagoner, J. C. (Eds.), Sea Level Changes – An Integrated Approach. SEPM Special Publication 42, 125–154, 1988.
- POTTER, P.; MAYNARD, J.; DEPETRIS, P. Mud and mudstones: Introduction and overview. Berlin, Germany, Springer, v. 11, 297 p, 2005.
- PROSSER, S. Rift-related linked depositional systems and their seismic expression. From WILLIAMS, G. D. & DOBB, A. (eds), Tectonics and Seismic Sequence Stratigraphy. Geological Society Special Publication No. 71, p. 35-66. 1993.
- RANDEN, T., E. MONSEN, C. SIGNER, A. ABRAHAMSEN, J. HANSEN, T. SAETER, and J. SCHLAF, Three-dimensional texture attributes for seismic data analysis: 70th Annual International Meeting, Society of Exploration Geophysicists Expanded Abstracts, 668-671, 2000.
- RIDER, M. The Geological Interpretation of Well Logs. 2ª Edição. Rider-French Consulting Ltd, Sutherland, Scotland, 280p., 2002.

- SANTOS, C. F.; BRAGA, J. A. E. O “estado da arte” da Bacia do Recôncavo. Boletim de Geociências da Petrobrás, Rio de Janeiro, v. 4, N.1, p. 35-43, 1990.
- SILVA, H. T. F.; PICARELLI, A. T. Variações da linha de costa do lago do Recôncavo e taxa de acumulação durante o Andar Rio da Serra, fase rifte. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 4, n. 2, p. 205-216, 1990.
- SILVA, H. T. F. Flooding surfaces, depositional elements and accumulation rates: characteristics of the Lower Cretaceous Tectonosequence in the Reconcavo Basin, northeast Brazil. 1993. 312 p. Tese (Doutorado) – Texas University, Austin, 1993.
- SILVA, O.B.; CAIXETA, J.M.; MILHOMEM, P.S., KOSIN, M.D. Bacia do Recôncavo. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v.15, n.2, p. 423-431, 2007.
- SCHLUMBERGER. Oil field glossary. Disponível em: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/>> Acesso em: 11 mai. 2016.
- SPE/WPC/AAPG/SPEE Petroleum Resources Management System. Texas: SPE, 2007.
- TISSOT & WELTE. Petroleum formation and occurrence. Springer-Verlag, New York, 699 p., 1984.
- U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. World Shale Resource Assessments, 2015. Disponível em: <<https://www.eia.gov/analysis/studies/world/shalegas/>>. Acesso em: 12 jan. 2016.
- VAIL, P. R., MITCHUM, R. M. JR., THOMPSON, S., III. Seismic stratigraphy and global changes of sea level, part four: global cycles of relative changes of sea level. American Association of Petroleum Geologists Memoir 26, 83–98, 1977.
- VAN WAGONER, J. C., MITCHUM JR., R. M., CAMPION, K. M., RAHMANIAN, V. D. Siliciclastic sequence stratigraphy in well logs, core, and outcrops: concepts for high-resolution correlation of time and facies. American Association of Petroleum Geologists Methods in Exploration Series 7, 55 pp, 1990.
- VIANA, C. F., GAMA JR, E.G., SIMÕES, L.A, FONSECA, J.R., ALVES. Revisões estratigráficas da Bacia do Recôncavo – Tucano. Salvador. Petrobrás/Direx Relatório interno 1381,1971.
- WAPLES, D. Time and Temperature in Petroleum Formations: Application of Lopatin's Method to Petroleum Exploration. American Association of Petroleum Geologists , v. 64, n. 6, 1980.
- ZALAN, P. V. O Potencial Petrolífero Brasileiro Além do Pré-Sal. Portal Geofísica Brasil, set. 2012. Disponível em: Acesso em: 15 Mar. 2015.