

Lorena Gonçalves Diaz André

Avaliação de reservatórios complexos: Um estudo de caso no campo de Socorro, Bacia do Recôncavo

Niterói
2019

Lorena Gonçalves Diaz André

Avaliação de reservatórios complexos: Um estudo de caso no campo de Socorro, Bacia do Recôncavo

Monografia apresentada ao curso de Bacharelado em Geofísica, como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Geofísica.

Orientador: Prof. Dr. Antonio Fernando Menezes Freire
Coorientador: M.Sc. Maria Anna Abreu de Almeida dos Reis

Niterói
2019

Ficha catalográfica automática - SDC/BIG
Gerada com informações fornecidas pelo autor

A555a André, Lorena Gonçalves Diaz
Avaliação de reservatórios complexos: Um estudo de caso no campo de Socorro, Bacia do Recôncavo / Lorena Gonçalves Diaz André ; Antonio Fernando Freire, orientador ; Maria Anna Dos Reis, coorientador. Niterói, 2019.
54 p. : il.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Geofísica)-
Universidade Federal Fluminense, Instituto de Geociências,
Niterói, 2019.

1. Petrofísica. 2. ShaleOil. 3. Bacia do Recôncavo. 4.
Reservatórios Não convencionais. 5. Produção intelectual.
I. Freire, Antonio Fernando, orientador. II. Dos Reis, Maria
Anna, coorientador. III. Universidade Federal Fluminense.
Instituto de Geociências. IV. Título.

CDD -

Lorena Gonçalves Diaz André

Avaliação de reservatórios complexos: Um estudo de caso no campo de Socorro, Bacia do Recôncavo

Monografia apresentada ao curso de Bacharelado em Geofísica, como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Geofísica.

Aprovado em 16 de julho de 2019

Prof. Dr. Antonio Fernando Menezes Freire (Orientador)
Universidade Federal Fluminense

M.Sc. Maria Anna Abreu de Almeida dos Reis (Co-orientador)
Petrobras

Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci
Universidade Federal Fluminense

Resumo

Um grande limitador do estudo das rochas geradoras é a escassez de dados disponíveis. Na maior parte das vezes os poços perfurados são produtores e tendem a não alcançar profundidades maiores que a do reservatório, o que impossibilita a coleta de amostras no intervalo gerador. Os perfis de poço se apresentam como uma importante ferramenta para tentar compensar a escassez dos dados obtidos de maneira direta. Neste trabalho foram aplicados métodos indiretos para uma avaliação preliminar de um potencial intervalo do tipo *ShaleOil*, utilizando curvas de perfis geofísicos. Os folhelhos do Membro Gomo da Formação Candeias são um conhecido reservatório fraturado localizado no Campo de Candeias, ao Oeste do Campo de Socorro, que apresentam um intervalo com altos valores (>4%) de carbono orgânico total (COT), ruptibilidade (*brittleness*), continuidade lateral e baixas profundidades, o que o torna um intervalo de interesse para a avaliação de um potencial reservatório não convencional. Utilizando curvas de raios gama (GR), resistividade (RES) e sônico (ΔT), foram geradas informações sintéticas de COT (método ΔLogR) e S1, que foram utilizadas como entrada para o cálculo do Índice de Saturação de Óleo (Oil Saturation Index – OSI) e estimativa de um potencial reservatório híbrido do tipo *ShaleOil*.

Palavras-chave: Petrofísica, Recursos Não Convencionais, Reservatórios Fraturados, COT, Campo de Socorro, Bacia do Recôncavo.

Abstract

A major limitation of the study of source rocks is the lack of geochemical data due to the small number of samples collected. In general, geochemical analysis are sampled only in exploratory wells and a few number of data is available from the source rock. Well logs are an important tool to compensate the absence of direct methods. In this work indirect methods are applied in an attempt to evaluate a potential interval of fractured ShaleOil using well logs. The shales of the Gomo Member of the Candeias Formation are known as a fractured reservoir, and is located just a few kilometers to the west of the Socorro Field, with an interval with high total organic carbon (TOC) content ($> 4\%$), high brittleness, lateral continuity and shallow depths. Based on gamma ray (GR), resistivity (RES) and sonic (DT) logs, calibrated with laboratory data, this study applied the TOC (Δ LogR method) and the free hydrocarbon content (S1) to calculate the Oil Saturation Index (OSI). From the OSI it was possible to estimate a possible interval for a fractured hybrids ShaleOil reservoir.

Palavras-chave: Petrophysics, Non-Conventional Resources, Fractured Reservoirs, TOC, Socorro Field, Recôncavo Basin.

Agradecimentos

Gostaria de agradecer ao apoio de todos que me ajudarem e que me fizeram chegar até este momento, mesmo que indiretamente. Algumas pessoas foram essenciais nesses últimos anos e na elaboração deste trabalho, deixo aqui meus mais sinceros agradecimentos para:

Aos colegas Maria Luiza Paiva, Edson Alonso e Fernando Santos por toda contribuição e disponibilidade para discussões e esclarecimento de dúvidas.

Ao orientador Professor Fernando Freire, pelo apoio, paciência, orientação e por sempre defender a disseminação do conhecimento científico na universidade pública.

A coorientadora Maria Anna Reis que, mesmo de fora da universidade, esteve sempre presente para direcionar este trabalho e ajudar no que fosse necessário.

A Universidade Federal Fluminense e todos os funcionários e professores. O meu tempo na universidade foi muito mais do que um aprendizado técnico e me tornou uma pessoa muito melhor.

A minha família, a quem devo tudo que já alcancei até hoje. Minha inspiração e motivação diária.

Aos meus colegas de faculdade e amigos, cujo apoio emocional durante esses anos foi fundamental. Não estaria onde estou sem eles. Em especial, um agradecimento à Gabriel Vianna, que esteve sempre ao meu lado desde o primeiro dia na universidade.

Agradeço a ANP pela disponibilização dos dados solicitados para este trabalho.

Sumário

	Sumário	13
1	INTRODUÇÃO	15
1.1	Motivação	15
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	17
2.1	Parâmetros utilizados na caracterização de uma rocha geradora	17
2.1.1	Qualidade da matéria orgânica	17
2.1.1.1	Tipos de querogênio	18
2.1.2	Maturação da matéria orgânica	19
2.1.3	COT	19
2.1.3.1	Método Leco	19
2.1.4	Pirólise Rock-Eval - S1, S2, S3 e Tmax	21
2.2	Reservatório não convencional do tipo ShaleOil	23
2.2.1	Caracterização de um reservatório do tipo ShaleOil através do OSI .	24
2.3	Cálculo do OSI sintético	26
2.3.1	COT sintético - Δ LogR	26
2.3.2	S1 sintético	28
3	ÁREA DE ESTUDO	31
3.1	Bacia do Recôncavo	31
3.2	Formação Candeias	34
3.3	Campo de Socorro	34
4	METODOLOGIA	39
4.1	Aplicação dos métodos	40
4.1.1	S1 sintético	40
4.1.2	COT sintético	42
4.1.3	OSI sintético	43

5	RESULTADOS E DISCUSSÃO	47
6	CONCLUSÃO	51
	REFERÊNCIAS	53

1 Introdução

1.1 Motivação

Na exploração de hidrocarbonetos as informações sobre a rocha geradora de uma determinada acumulação pode ser de grande importância, uma vez que a geração de óleo ou gás está diretamente relacionada ao conteúdo de carbono, qualidade e evolução térmica dessa rocha(JARVIE, 1991). Entretanto, o estudo da quantidade, do tipo e da maturação da matéria orgânica ali presente, costuma ser pouco priorizado por conta da escassez de amostras, visto que a maioria dos poços são focados no intervalo produtor, geralmente mais raso que o intervalo gerador.

Neste trabalho foram aplicados métodos propostos para compensar essa limitação, utilizando dados de perfis geofísicos para estimar as propriedades de rochas geradoras de um determinado intervalo e avaliar um potencial reservatório não convencional do tipo *ShaleOil* fraturado.

Os métodos aplicados neste trabalho foram implementados através de algoritmos em linguagem de programação Python, desenvolvidos por estudantes do departamento de Geologia e Geofísica da Universidade Federal Fluminense. O uso de ferramenta Open Source nesse trabalho tem como finalidade mostrar que é possível muitas vezes realizar estudos de geofísica de poços diminuindo significativamente os custos com softwares do mercado.

2 Fundamentação Teórica

2.1 Parâmetros utilizados na caracterização de uma rocha geradora

A matéria orgânica presente nas rochas pode ser dividida em duas partes: betume, pequena fração da matéria orgânica solúvel em solventes orgânicos comuns; e querogênio, fração da matéria orgânica insolúvel em solventes orgânicos. É importante destacar que o termo betume possui diferentes conotações, dependendo do tipo de rocha em que ele é encontrado. No caso de rochas de granulometria fina, o termo querogênio se refere à matéria orgânica preservada do ambiente deposicional, passando por transformações como policondensação e desidratação. O querogênio é um material complexo, resultante da diagênese dos componentes de plantas, animais e bactérias depositados nos sedimentos, podendo ser convertido em óleo ou gás em determinadas condições de pressão e temperatura (DEMBICKI, 2017). Pode ser definida como rocha geradora aquela que possui capacidade de gerar e expelir quantidades de hidrocarbonetos para formar uma acumulação de petróleo ou gás. É possível caracterizar o potencial gerador de uma rocha a partir dos seguintes parâmetros: qualidade, grau de maturação da matéria orgânica e quantidade (TISSOT; WELTE, 2012).

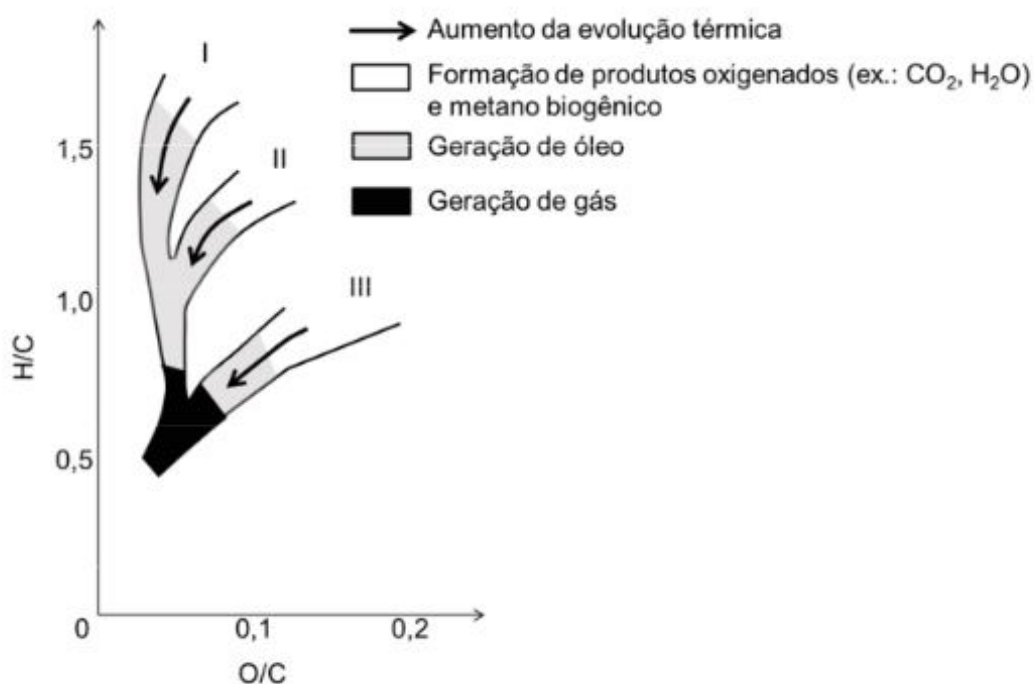
2.1.1 Qualidade da matéria orgânica

A qualidade de matéria orgânica dependerá do tipo do querogênio ali presente e de sua conservação. O tipo do querogênio está relacionado à origem da matéria orgânica e, conseqüentemente, do conteúdo inicial de hidrogênio da matéria orgânica precursora. O tipo de querogênio também é um indicador sobre o tipo de hidrocarboneto a ser gerado: óleo ou gás. As variações ambientais impactam diretamente na homogeneidade da rocha geradora.

2.1.1.1 Tipos de querogênio

O diagrama de Van Krevelen é utilizado para classificar os tipos de querogênio de acordo com as razões de seu conteúdo de hidrogênio e oxigênio em relação ao carbono. As razões são plotadas e as amostras que possuem mesmo tipo de querogênio se agrupam conforme a Figura 1.

Figura 1 – Diagrama de Van Krevelen mostrando os tipos de querogênio de acordo com sua composição e seus principais produtos.



Fonte: Reis (2018) modificado de Tissot e Welte (2012)

Os tipos querogênicos são classificados por Tissot e Welte (2012) da seguinte forma:

Tipo I: Possui alta razão de H/C e baixa razão O/C. Normalmente esse tipo é resultante de deposição das algas de ambientes lacustres. Possui alto potencial para geração de óleo.

Tipo II: Também possui razão H/C relativamente alta e baixa razão O/C. Proveniente principalmente de ambientes marinhos. Pode ser formado também a

partir da degradação do querogênio de tipo I. Possui potencial para geração de óleo mas em volume menor do que o querogênio de tipo I.

Tipo III: Possui razão H/C baixa e razão O/C alta. É derivado de material continental. Possui potencial para geração de gás.

Tipo IV: Possui razão H/C muito baixa e razão O/C alta. Trata-se do caso onde a oxidação do querogênio é muito intensa. Não possui potencial para geração de petróleo, logo não está representado na Figura 1.

2.1.2 Maturação da matéria orgânica

O grau de maturação está diretamente relacionado às mudanças de temperatura, pressão e tempo aos quais o querogênio foi submetido, podendo ser medido por dados de reflectância de vitrinite (R_o) ou a partir do T_{max} obtido na pirólise Rock-eval, procedimento que será detalhado ainda neste trabalho. Esta medida é utilizada, principalmente, para classificar se uma rocha geradora está na zona de geração de hidrocarbonetos, ou seja, se ela está madura para a geração de óleo ou gás. A Figura 2 relaciona parâmetros de maturação com as essas zonas.

2.1.3 COT

O COT é definido como o carbono orgânico total presente em uma rocha, dado em porcentagem de peso (DEMBICKI, 2017). Seu valor é composto pelas seguintes frações, segundo Jarvie (1991), ilustrado na Figura 3.

(1) Carbono orgânico que é possível extrair da matéria orgânica pois já foi convertido em óleo ou gás (EOM);

(2) Carbono orgânico que ainda pode ser convertido em óleo ou gás;

(3) Carbono orgânico residual, que representa a parte da matéria orgânica que não possui potencial gerador.

O método mais comum para determinar o COT é o método Leco (JARVIE, 1991).

2.1.3.1 Método Leco

Para determinar o conteúdo de carbono orgânico presente na amostra inicialmente é necessário remover a parcela de carbono inorgânico (carbonato). A

Figura 2 – Relação entre os parâmetros de maturação de uma rocha e as zonas de geração de hidrocarbonetos correspondentes. Em destaque os parâmetros mais utilizados: Reflectância de vitrinista (R_o) e T_{max} .

Zonas de Geração de Hidrocarbonetos	PARÂMETROS MICROSCÓPICOS DE MATURAÇÃO			PARÂMETROS QUÍMICOS DE MATURAÇÃO		
	Ref. Vitrinita (% R_o)	Índice de Alteração Térmica (IAT)	Índice de Coloração de Esporos (ICE)	T_{max} (°C) Rock-Eval	Esterano C_{29} - 20S/(20S + 20R)	Esterano Dia C27/ Dia C27 + Reg C27
Metano Biogênico	0.2	1.5	1.0	400		
	0.3		2.0			
Bárium	0.4	2.3	4.0	425	0.1	
	0.5	2.5	5.0		0.25	0.2
Janela de Óleo	0.6		6.0	435		
	0.7		7.0			
Óleo	0.8	2.8	8.0	450	0.5	
	0.9		8.0			0.65
Condensado	1.0	3.0	8.0			
	1.2					
Gás Úmido	1.35		8.5	475	0.6	0.8
	1.5	3.5				
Gás Seco	2.0	3.7	9.0	500		
	2.5		9.5	550		
Gás Seco	3.0		10.0			
	4.0	4.0				
	5.0					

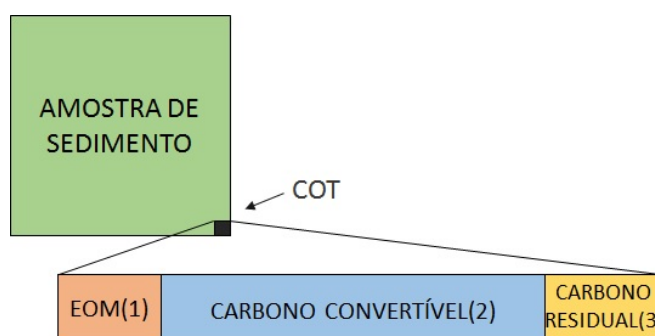
Fonte: modificado de Tissot e Welte (2012)

amostra é pulverizada e depois imersa em ácido clorídrico (HCl) por 12 à 16 horas para que ocorra a dissolução do carbonato ali presente. Após a total dissolução do carbonato a amostra é enxaguada para a retirada de sais e depois seca.

A amostra é então oxidada e é utilizado um sensor infravermelho para detectar o dióxido de carbono (Resultado da reação com o carbono orgânico) e um detector de condutividade térmica para detectar outros compostos que podem mascarar a resposta de COT, como água e dióxido de enxofre.

A quantidade de carbonato também pode ser determinada por esse método. Como a quantidade total de carbono e a quantidade de carbono orgânico são quantificadas a diferença delas é o conteúdo de carbonato da amostra (JARVIE, 1991).

Figura 3 – Esquema explicitando proporcionalmente os componentes que formam o conteúdo do Carbono Orgânico Total de acordo com Jarvie (1991).



Fonte: modificado de Jarvie (1991)

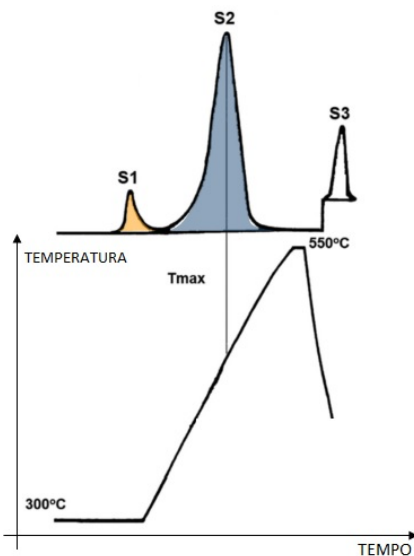
2.1.4 Pirólise Rock-Eval - S1, S2, S3 e Tmax

A pirólise Rock-Eval é um procedimento rápido e barato que pode fornecer diversas informações sobre a rocha geradora, inclusive a quantidade de COT (DEMBICKI, 2017).

O procedimento consiste em um processo onde a amostra é colocada em um forno e rapidamente aquecida até 300°C por cinco minutos. Durante esse tempo a matéria orgânica volátil expulsa da amostra é medida retornando o valor de pico S1, que é dado em miligrama de hidrocarboneto por grama de rocha. A matéria orgânica expulsa nesse momento é a fração da matéria orgânica (1) já convertida em óleo ou gás (EOM). Depois a rocha é aquecida de 300° a 550°C a uma taxa de 25°C por minuto, e novamente é medida a quantidade de matéria orgânica expulsa pela rocha. Este segundo processo retorna o valor de S2, também dado em HC(mg)/rocha(g)(Figura 4). A matéria orgânica aqui expulsa representa a fração da matéria orgânica (2) que ainda pode ser convertida em óleo ou gás(DEMBICKI, 2017). Neste pico mede-se também o valor de temperatura onde ocorre a taxa máxima de geração de hidrocarbonetos (Tmax), utilizado para estimativas de maturação da rocha.

O Pico S3 representa em CO_2 (mg)/rocha(g) a quantidade de CO_2 gerado no processo da pirólise.

Figura 4 – Geração dos picos da pirólise Rock-Eval em função do aumento da temperatura com o tempo.



Fonte: modificado de Dembicki (2017)

As quantidades de carbono orgânico (1) e (2) são estimadas a partir dos valores encontrados para S1 e S2. Esses valores são multiplicados por 0.083, que é uma estimativa do peso percentual de carbono em hidrocarbonetos (JARVIE, 1991, apud ESPITALIÉ et al, 1984).

O carbono orgânico residual (3) é obtido a partir do pico final S4, calculado a partir da oxidação da amostra em um segundo forno após a pirólise, quando o carbono é carbonizado. O valor encontrado deve ser multiplicado por 0.10 (JARVIE, 1991, apud ESPITALIÉ et al, 1984).

Neste método o carbonato presente na amostra não interfere no valor de COT, uma vez que a amostra é submetida a temperaturas muito altas.

O COT então será a soma da estimativa dos três componentes (1), (2) e (3) a partir dos índices S1, S2 e S4 (Figura 5).

Figura 5 – Relação dos Índices obtidos a partir da pirólise Rock-Eval com os componentes do COT

EOM(1)	CARBONO CONVERTÍVEL(2)	CARBONO RESIDUAL(3)
S1	S2	S4
COT		

Fonte: modificado de Jarvie (1991)

2.2 Reservatório não convencional do tipo *ShaleOil*

Um sistema petrolífero convencional é composto por uma rocha geradora, uma rocha reservatório, uma rocha selante, uma armadilha que permita a acumulação do petróleo e sobrecarga. Diferente desse modelo, os sistemas tipo *ShaleOil* não necessitam da existência de todos os elementos do sistema petrolífero e, por isto, são considerados sistemas não convencionais. Os sistemas petrolíferos não convencionais são aqueles cujas propriedades fazem com que seja necessário aplicar estimulações ao reservatório para a produção de hidrocarbonetos. Sendo assim, a exploração na maioria das vezes se torna mais complexa e mais cara. Com o avanço tecnológico da indústria petrolífera, cada vez mais a exploração dos recursos petrolíferos não convencionais está se tornando viável economicamente. Nesse cenário, torna-se relevante o estudo de sistemas como o de *ShaleOil*(JARVIE, 2012a).

Um sistema do tipo shale pode ser descrito como uma rocha contínua, rica em matéria orgânica sendo rocha geradora e rocha reservatório simultaneamente, capaz de produzir hidrocarbonetos ou de selar camadas intercaladas de rochas sem matéria orgânica que possuam hidrocarbonetos. Sendo assim, o processo de produção do petróleo pode se dar a partir de migrações primárias, onde o movimento do petróleo se limita à rocha geradora(TISSOT; WELTE, 2012), ou pode ser dar a partir de migrações secundárias, já que esse petróleo pode migrar para as camadas intercaladas de rocha não geradora(JARVIE, 2012a).

Existem dois tipos básicos de sistemas do tipo shale: *ShaleOil* e *ShaleGas*. Sistemas de gás seco vão produzir exclusivamente gás, sendo classificados então

como sistema shale gas. Entretanto, quando se trata de um sistema de gás úmido o produto pode ser tanto óleo como gás. Nesse caso o sistema será classificado de acordo com o produto predominante (JARVIE, 2012a).

Os reservatórios do tipo *ShaleOil* normalmente são folhelhos com alto conteúdo siliciclástico (ruptibilidade) que tenham passado por um ou mais períodos tectônicos capazes de gerar fraturas. Os folhelhos devem possuir maturação suficiente para a geração e a migração do óleo. É possível também que em um sistema de folhelhos fraturados que não possuam maturação suficiente para produção de óleo sejam reservatório, nesse caso o óleo ali presente é proveniente de outra rocha geradora, esse tipo de reservatório é considerado um sistema *ShaleOil* híbrido (DEMBICKI, 2017).

As propriedades de fluidez de óleo são mais complexas quando comparadas com o gás, o que torna a produção do *ShaleOil* também mais complexa. A viabilidade dessa produção dependerá de fatores como permeabilidade da rocha e viscosidade do óleo. Folhelhos normalmente possuem permeabilidade muito baixa, se assemelhando muito mais às propriedades de selos do que de reservatórios (Figura 6). Apesar disso, o fluxo do óleo pode ser facilitado pela pressão dentro e fora do reservatório, incluindo pressão exercida pelo gás natural que pode estar dissolvido no óleo. Na maioria das vezes é utilizado o método de faturamento hidráulico (Fracking) para aumentar a produção de reservatórios com baixa permeabilidade como os do tipo *ShaleOil/ShaleGas* (DEMBICKI, 2017).

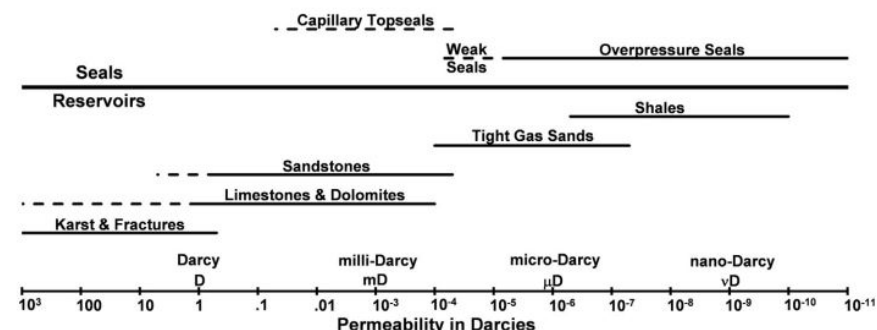
2.2.1 Caracterização de um reservatório do tipo ShaleOil através do OSI

Jarvie (2012b) propõe um indicador geoquímico do potencial de produção de óleo de uma rocha a partir dos valores de COT e S1: o OSI (Oil Saturation Index). O OSI é definido pela equação 2.1:

$$OSI = \frac{S1 \times 100}{COT} \quad (2.1)$$

Onde *COT* é dado em porcentagem por unidade de massa, *S1* é dado em $HC(mg)/rocha(g)$ e o *OSI* dado por $HC(mg)/TOC(g)$.

Figura 6 – comparação entre permeabilidades de reservatórios convencionais com não convencionais. Note que o folhelho possui propriedades mais semelhantes aos selos do que aos reservatórios convencionais.



Fonte: (DEMBICKI, 2017)

De acordo com Jarvie (2012b), as grandezas de COT e S1, isoladamente, não possuem representatividade suficiente para determinar o potencial de um *ShaleOil*, como por exemplo no caso do carvão, que possui valores de S1 de cerca de $10HC(mg)/rocha(g)$ de rocha mas possui TOC de 50% ou mais. Neste caso, os valores de OSI tornam-se muito baixos, o que indicaria inviabilidade da exploração de óleo ali.

A partir da avaliação de diversos reservatórios do tipo *ShaleOil* nos Estados Unidos Jarvie (2012b) justifica a eficiência do parâmetro OSI para a classificação de um potencial sistema *ShaleOil*. Para isso, os valores de OSI devem se aproximar de $100HC(mg)/TOC(g)$, podendo ser considerado a partir de $80HC(mg)/TOC(g)$ como no caso da Formação Bakken na Bacia Williston(EUA), também descrito por Jarvie (2012b).

Apesar do OSI ser um parâmetro importante para que seja determinada a viabilidade econômica de um reservatório, é necessário checar também parâmetros relacionados à qualidade do hidrocarboneto como teor de enxofre, viscosidade, grau API entre outros(JARVIE, 2012b).

2.3 Cálculo do OSI sintético

Como descrito no tópico anterior, o cálculo do OSI se dá a partir de uma equação simples, dependendo dos parâmetros COT e S1. No caso do OSI sintético, é necessário, portanto, que sejam calculados os valores de COT e S1 sintéticos, para posteriormente serem utilizados na equação 2.1.

Os métodos para o cálculo desses parâmetros são apresentados a seguir:

2.3.1 COT sintético - ΔLogR

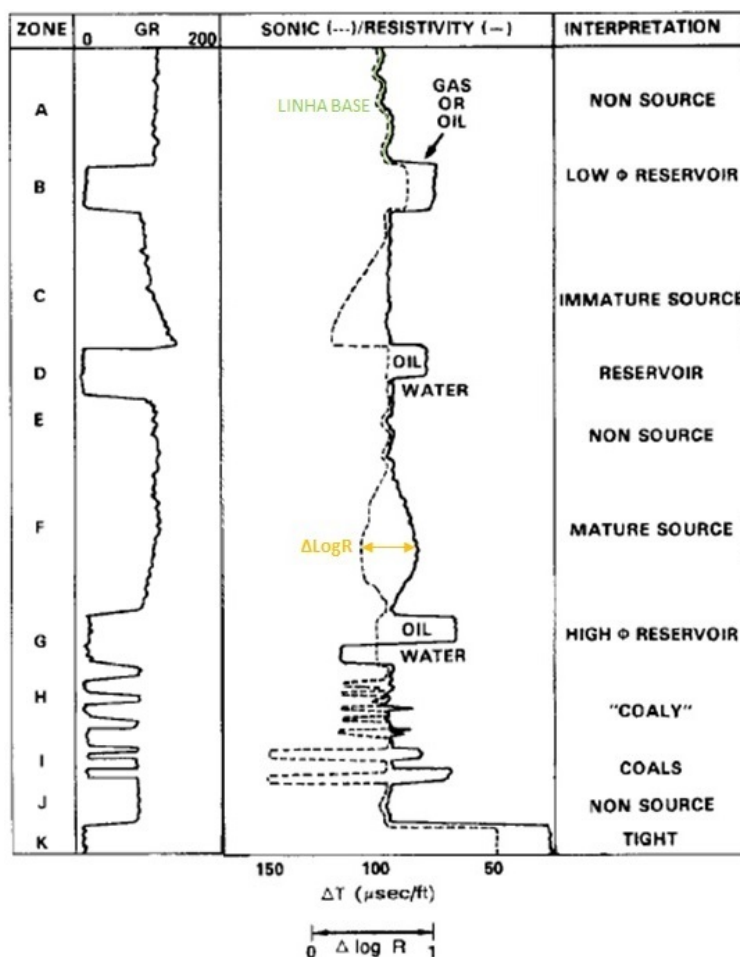
O método publicado por Passey et al. (1990) foi desenvolvido e testado pela Exxon/Esso em 1979 e aplicado desde então em diversos poços pelo mundo. Passey et al. (1990) partem do princípio de que as rochas são compostas por três componentes: a matriz, a matéria orgânica sólida e os fluidos que preenchem os poros. O método se baseia no fato de que uma rocha geradora possui respostas nos perfis diferentes, mas proporcionais à sua maturação e ao seu conteúdo orgânico. Ou seja, o perfil é sensível à variação de COT(Perfil Sônico) e a transformação da matéria orgânica sólida em fluido(Perfil de Resistividade).

Logo, para aplicação do método são necessárias as curvas de perfil resistividade e perfil sônico. O perfil sônico deve estar ajustado na escala de $-100\mu\text{s}/\text{pé}$ para cada dois ciclos logarítmicos de resistividade. Após isso, uma linha base deverá ser definida em um intervalo de uma rocha de granulometria fina não geradora, onde as curvas de resistividade e sônico estejam sobrepostas(Figura 7). A separação das curvas de Sônico e Resistividade em intervalos de rocha geradora é denominada de ΔLogR , que é linearmente relacionada ao teor de COT em função da maturidade (PASSEY et al., 1990). O ΔLogR é calculado conforme a equação 2.2.

$$\Delta\text{LogR} = \log_{10} \left(\frac{R}{R_{base}} \right) + 0,02 \times (\Delta T - \Delta T_{base}) \quad (2.2)$$

onde R é a resistividade medida (ohm.m), ΔT é o tempo de trânsito medido ($\mu\text{s}/\text{m}$), R_{base} e ΔT_{base} são a resistividade e o tempo de trânsito correspondentes à linha base.

Figura 7 – Esquema utilizado para demonstrar a aplicação do método. Em verde o intervalo não gerador utilizado como linha base, em amarelo a separação entre as curvas de sônico($\mu\text{s}/\text{pé}$) e resistividade(ohm.m): ΔLogR naquele intervalo.



Fonte: modificado de Passey et al. (1990)

A partir do ΔLogR pode-se calcular o COT através da equação 2.3.

$$COT = (\Delta \log R) \times 10^{2,297 - 0,1688 \times LOM} \quad (2.3)$$

onde COT é o carbono orgânico total (% em massa) e LOM é o nível de maturação (*Level of Organic Metamorphism*), que foi definido por Hood et al. (1975) como uma escala linear de maturação, podendo ser utilizada para matéria orgânica presente em rochas sedimentares de granulometria fina. O LOM pode

ser calculado a partir de informações como Reflectância de Vitrinita e T_{max} ou estimado a partir do soterramento (PASSEY et al., 1990). A Figura 8 mostra a relação entre valores de Reflectância de vitrinita e o LOM.

Figura 8 – Valores de Reflectância de vitrinita e seus correspondentes valores de LOM

LOM																				
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ro																				
.20	.24	.29	.32	.36	.38	.42	.48	.56	.67	.82	1.05	1.5	1.8	2.1	2.3	2.5	2.8	3.3	3.9	5.0

Fonte: modificado de Hood et al. (1975)

Uma grande vantagem deste método é que mesmo com um LOM estimado incorretamente os valores relativos ainda estarão corretos (PASSEY et al., 1990).

2.3.2 S1 sintético

Hélio Sérgio Rocha Lima e Silva (comunicação verbal) desenvolveu um algoritmo para o cálculo do valor de S1 sintético com objetivo de identificar as litofácies com potencial para produção de petróleo a partir dos folhelhos da Formação Candeias na Bacia do Recôncavo.

O algoritmo se baseia na suposição de que os valores de S1 se relacionam diretamente com os valores de raios gama e que se relacionam inversamente com os valores do perfil de Resistividade. A partir dessa suposição Hélio Sérgio Rocha Lima e Silva (comunicação verbal) desenvolveu equações para o cálculo de S1 com os valores de raios Gama e Resistividade utilizando diversas estruturas condicionais baseadas nas observações feitas por ele em 226 poços da Bacia do Recôncavo. Dessa forma, a equação aplicada para cada intervalo dependerá justamente dos valores de Resistividade e de Raios Gama ali.

O autor desenvolveu 3 algoritmos, gerando três curvas (P90, P50, P10) com diferentes valores de correlação de acordo com as curvas de resistividade alta, média e baixa, respectivamente. De um modo geral a curva que melhor se adequa é a de correlação alta (P90), enquanto as curvas de correlação média (P50) e baixa (P10) tendem a estimar, na maioria das vezes, valores superiores aos obtidos em laboratório.

Os resultados obtidos foram satisfatórios e o método se mostrou adequado para ser utilizado em escala regional, a fim de determinar possíveis áreas de interesse exploratório (*sweet spots*) para *ShaleOil*. Apesar do bom resultado, recomenda-se que sejam utilizados dados de S1 obtidos em laboratório para a comparação dos resultados e validação da confiabilidade do método.

3 Área de estudo

3.1 Bacia do Recôncavo

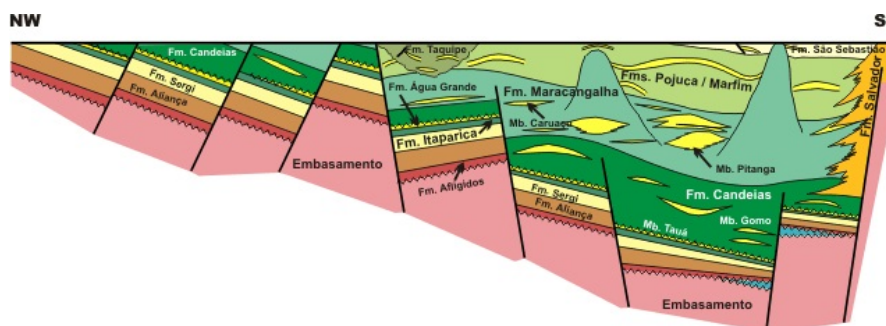
Figura 9 – Localização e Limites da Bacia do Recôncavo.



Fonte: Milhomem et al. (2003)

Localizada na porção continental do Estado da Bahia, a Bacia do Recôncavo ocupa uma área de aproximadamente 11.500 km². Seus limites são representados pelo Alto de Aporá a norte e noroeste, pelo sistema de falhas da Barra a sul, pela Falha de Maragogipe a oeste e pelo sistema de falhas de Salvador a leste (Figura 9). A bacia apresenta arquitetura básica de meio-gráben (Figura 10) com falha de borda a leste. (SILVA et al., 2007).

Figura 10 – Seção geológica esquemática NW-SE da Bacia do Recôncavo.



Fonte: Milhomem et al. (2003)

De acordo com Destro et al. (2003), a Bacia do Recôncavo é considerada do tipo Rifte, onde todo o sistema Recôncavo-Tucano-Jatobá foi interpretado como um braço abortado. Sua evolução tectônica relaciona-se ao estiramento crustal resultante da fragmentação do supercontinente Gondwana e abertura do Oceano Atlântico. O campo de tensões responsável pela ruptura da crosta estava supostamente ativo entre o Mesojurássico e o Eocretáceo (SILVA et al., 2007).

A Bacia pode ser dividida em supersequências estratigráficas de acordo com seu momento tectônico: Sinéclise, Pré-Rifte, Rifte e Pós-Rifte (SILVA et al., 2007).

A fase de Sinéclise, ou supersequência Paleozóica (SILVA et al., 2007) é representada por um contexto intracratônico, onde foram depositados sob paleoclima árido os Membros Pedrão e Cazumba da Formação Afligidos. Arenitos, lamitos algais e evaporitos caracterizam o Membro Pedrão. No Membro Cazumba, por sua vez, predominam-se pelitos e lamitos vermelhos lacustres.

A sequência Pré-Rifte reflete o estágio inicial da flexura da crosta. Sua sedimentação representa três ciclos flúvio-eólicos relacionados ao Membro Boipeba da Formação Aliança e às Formações Sergi e Água Grande. Esses ciclos são separados por transgressões lacustres regionais ilustradas pelo Membro Capianga (Formação Aliança) e pela Formação Itaparica. De acordo com Silva et al. (2007), esse período se estende do Neojurássico até o início do Eocretáceo.

O limite entre a sequência Pré-Rifte e a sequência Rifte tem sido alvo de discussão. Este trabalho segue a proposta de Destro et al. (2003), a mesma representada na Carta Estratigráfica da Bacia (Figura 11) de que este limite se dá

na base do Membro Tauá. A sequência Rifte reflete o preenchimento sedimentar a partir de um estágio inicial de lago profundo e marca o momento da estruturação do arcabouço da Bacia(SILVA et al., 2007).

A base da sequência Rifte a Formação Candeias(Mb Tauá e Mb Gomo) reflete o contexto lacustre que prevalecia no início dessa fase. A atividade tectônica é intensificada e são depositados folhelhos, calcilitos e arenitos turbidíticos do Membro Gomo, que representam a fase inicial de aprofundamento(Eoberriasiano/Eovalangiano). Com a atenuação da atividade tectônica e o incremento do aporte sedimentar os gradientes deposicionais diminuem e a Formação Maracangalha é depositada acomodando um grande volume de depósitos gravitacionais formados pelos membros Caruaçu e Pitanga(SILVA et al., 2007).

O progressivo preenchimento da bacia culminou no avanço dos sistemas deltaicos das Formações Marfim e Pojuca, representadas por areias deltaicas intercaladas por pelitos e carbonatos lacustres relacionados ao afogamento recorrente do sistema deltaico, o que constitui um importante marco estratigráfico(DESTRO et al., 2003). No topo da sequência Rifte as fácies fluviais da Formação Sebastião marcam a fase final do assoreamento do rifte(SILVA et al., 2007).

A sequência Pós-Rifte caracteriza-se por uma fase de afastamentos das fontes de calor e, conseqüentemente, subsidência termal. Essa fase é mais expressiva nas bacias marginais e menos evidente no continente(DESTRO et al., 2003). Na Bacia do Recôncavo essa fase é representada pelos conglomerados, arenitos, folhelhos e calcários da Formação Marizal. Sua idade é Neo-aptiana e sua deposição relaciona-se a sistemas aluviais desenvolvidos no contexto Pós-Rifte(SILVA et al., 2007).

Adicionalmente, estruturas que podem estar associadas à movimentações pós-deposicionais, como diápiros de folhelho e falhas lítricas originadas pelo diapirismo. Esta movimentação é a resposta de uma camada dúctil à sobrecarga gerada pelo peso das camadas sobrejacentes da bacia. Este diapirismo não é tão intenso quanto o salino, já que os folhelhos perdem mobilidade ao se desidratarem(DAL-CERE, 2012).

3.2 Formação Candeias

A Formação Candeias é caracterizada por uma seção predominantemente argilosa, que se divide em dois membros: Tauá e Gomo. No Membro Tauá predominam folhelhos escuros e físseis, enquanto no Membro Gomo são encontrados folhelhos cinza-esverdeados, laminados, com delgadas camadas de calcário e arenitos finos cinza claros (DAL-CERE, 2012).

Os folhelhos da Formação Candeias têm atraído atenção por se tratarem de um reservatório naturalmente fraturado, trapeado pelos arenitos de baixíssima permeabilidade do Mb Pitanga. Os mesmos apresentam alta produtividade no campo petrolífero de Candeias. Suas fraturas estão associadas as falhas lítricas do Neocomiano (DAL-CERE, 2012).

Os folhelhos fraturados da Formação Candeias ocorrem principalmente no Membro Gomo, devido ao maior conteúdo de carbonatos, conferindo uma maior ruptibilidade (*brittleness*). Este é caracterizado, no campo de Socorro, por um crescimento gradual da resistividade e elevados valores de COT, o que o torna um intervalo de grande interesse para este trabalho (Figura 14).

3.3 Campo de Socorro

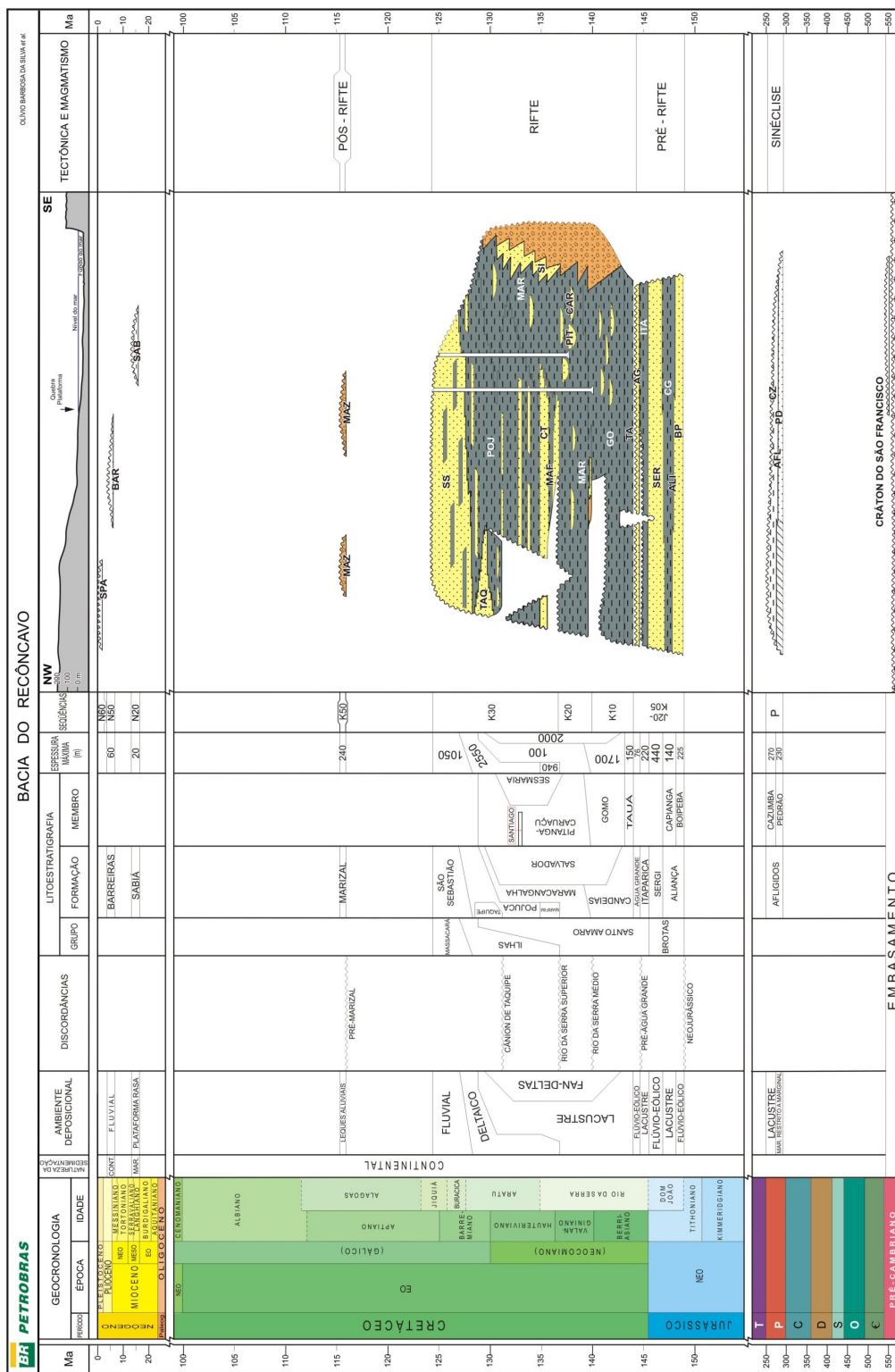
O Campo de Socorro está localizado na parte sul da Bacia do Recôncavo, no município de São Francisco do Conde, com área de desenvolvimento de 14.587km^2 a 36 km a norte da cidade de Salvador, capital do Estado da Bahia (Figura 12).

A produção no Campo de Socorro é majoritariamente de gás (Figura 13), com volume "in place" estimado em 325,198 milhões de m^3 , enquanto o estimado para o óleo é de 2,541 milhões de m^3 . O Campo possui 30 poços perfurados, sendo desses 14 poços produtores e 4 injetores. (ANP 2016).

Os principais reservatórios são os arenitos da Formação Água Grande, e, secundariamente, os arenitos da Formação Sergi. O reservatório Água Grande é constituído por arenitos quartzosos finos a grosseiros, com boa porosidade e cimento carbonático. É formado por duas fácies sedimentares bem distintas: O intervalo superior, com boas características permoporosas, interpretado como de-

corrente de sedimentação eólica e o intervalo inferior, interpretado como resultado de sedimentação predominantemente fluvial(ANP).

Figura 11 – Carta estratigráfica da Bacia do Recôncavo.



Fonte: Silva et al. (2007)

Figura 12 – Localização do Campo petrolífero de Socorro

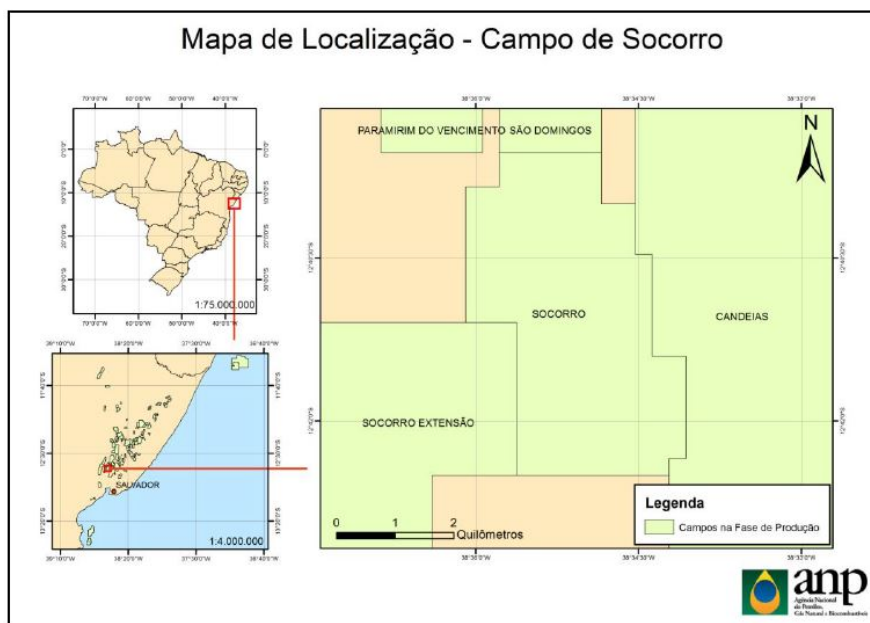


Figura 13 – Histórico da produção no Campo petrolífero de Socorro



4 Metodologia

Os dados utilizados neste trabalho foram fornecidos pela ANP. Foram fornecidas curvas de perfil para dez poços (Tabela 1) do campo de Socorro no formato LIS, além de dados geoquímicos analisados a partir de amostras de calha para o poço 3SC 0017 BA.

Tabela 1 – Poços fornecidos pela ANP. *Poço com dados geoquímicos

Fonte: ANP

7SC 0003 BA
7SC 0011 BA
3SC 0001 BA
3SC 0017 BA*
4EP 0004 BA
4SC 0016D BA
7SC 0014 BA
7SC 0013 BA
7SC 0004 BA
1EM 0001 BA

Conforme mencionado na sessão 3.2, Candeias chama a atenção por se tratar de um folhelho naturalmente fraturado e com elevados valores de COT, informação que se confirma nos dados geoquímicos apresentados na Tabela 2. Isso faz com que o intervalo seja um bom candidato para a aplicação dos métodos.

O poço 3SC 0017 BA foi escolhido para calibração e aplicação dos métodos propostos, pois ele conta com dados geoquímicos que são de suma importância na calibração e na comparação dos resultados. A Figura 14 destaca o intervalo do Mb. Gomo, onde os valores de Resistividade e ΔT aumentam, indicando altos valores de COT.

Tabela 2 – Dados geoquímicos referentes ao poço 3SC 0017 BA

Fonte: ANP

PROF(m)	COT(%)	S1(mg HC/g rocha)	Tmax(°C)
909	1.19	0.57	439
927	3.85	0.99	446
945	5.21	0.93	445
966	4.78	0.88	447
984	2.57	1.37	440
1002	1.35	0.94	438
1020	1.17	0.73	430
1038	1.14	0.41	439
1056	1.56	0.76	439
1092	1.65	0.55	439
1110	3.13	0.71	442
1128	1.41	0.8	439
1146	0.83		
1164	0.94		
1182	1.28	0.47	439
1200	1.3	0.32	436
1254	0.8		

4.1 Aplicação dos métodos

4.1.1 S1 sintético

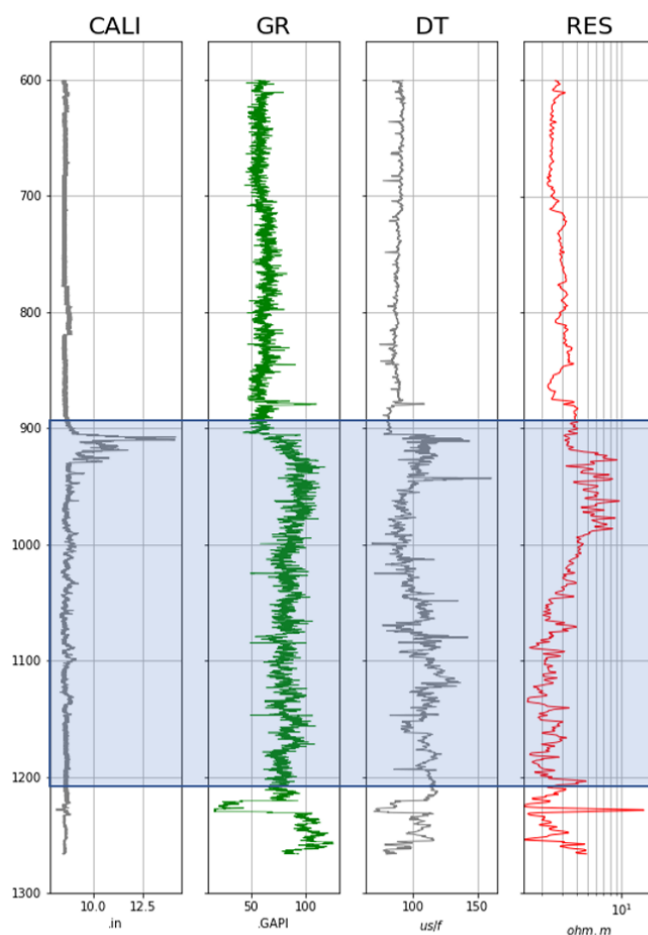
O algoritmo para o cálculo do S1 sintético, inicialmente proposto por Hélio Sérgio Rocha Lima e Silva (informação verbal), foi implementando em linguagem de programação Python por Alonso et al. (2019) na Universidade Federal Fluminense, e posteriormente disponibilizado para ser utilizado neste trabalho.

Alonso et al. (2019) implementou o algoritmo no Campo de Baleia Azul na Bacia de Campos conforme o fluxograma da Figura 15:

O fluxograma é composto por 4 fases:

- 1: Discretização da curva inicial;
- 2: Ajuste dos coeficientes de proporcionalidade entre S1 e GR e RES;
- 3: Suavização das curvas iniciais e cálculo de S1 através do algoritmo;
- 4: Cálculo de S1 através do algoritmo e depois suavização da curva.

Figura 14 – Perfis Caliper(CALI), Raio Gama(GR), Sônico(DT) e Resistividade(RES) - Poço 3SC 0017 BA.

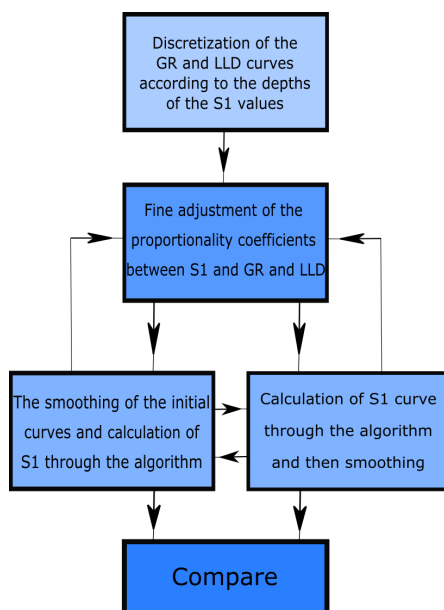


Fonte: Andre, 2019

Note que as fases 3 e 4 podem ser realizadas em qualquer ordem ou até mesmo simultaneamente. Os resultados gerados nas fases 3 e 4 são comparados qualitativamente e escolhe-se o melhor resultado.

O programa desenvolvido recebe como entrada de dados geoquímicos, contendo os valores de S1, além dos perfis geofísicos (Caliper, Gama e Resistividade). Os arquivos devem estar no formato XLS ou CSV, havendo a necessidade, portanto, da conversão manual dos dados de poços que, usualmente, são fornecidos no formato LAS, LIS ou DLIS. O programa retorna um novo arquivo contendo os valores de S1

Figura 15 – Fluxograma utilizado na implementação do algoritmo para o cálculo de S1 sintético



Fonte: Alonso et al. (2019)

sintéticos para cada profundidade. A Figura 16 representa a aplicação do método.

4.1.2 COT sintético

O método ΔLogR foi implementado também em linguagem de programação Python na Universidade Federal Fluminense por Santos et al. (2017). O programa recebe de entrada dados geoquímicos contendo valores de COT e dados de perfis geofísicos (Caliper, Resistividade e Sônico). Santos et al. (2017) desenvolveram uma função no programa capaz de ler arquivos em formato LAS. Entretanto, ainda assim foi necessária a conversão dos dados pois o formato disponibilizado pela ANP foi o formato LIS.

O programa gera uma interface gráfica onde foi selecionado o intervalo de interesse, o intervalo utilizado como linha base e o valor de LOM (Parâmetros descritos em 2.3.1). Para linha base foi utilizado um intervalo referente ao arenito fechado do Mb Pitanga, uma vez que todo o intervalo de folhelhos do Mb. Gomo poderia estar na janela de geração de hidrocarbonetos. Os valores de LOM foram

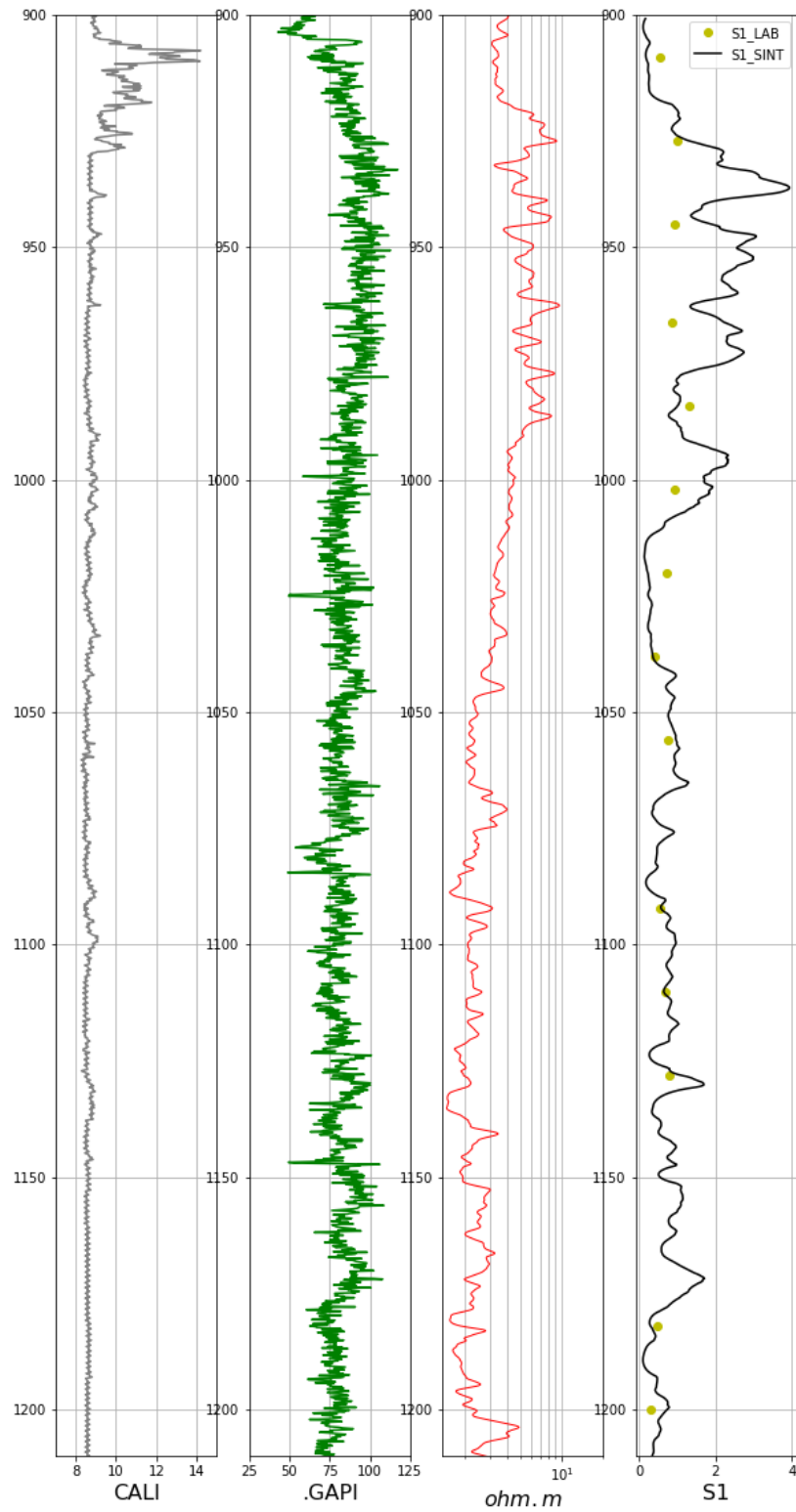
definidos a partir dos dados de Tmax, disponibilizados pela ANP. Esse parâmetro foi convertido para reflectância de vitrinita(Figura 2) e, em seguida, para LOM(Figura 8). Os valores de LOM foram estimados entre 9 e 10. A Figura 17 ilustra o resultado da aplicação do método.

4.1.3 OSI sintético

A partir do cálculo das curvas sintéticas de COT e S1 foi possível calcular uma terceira curva de OSI sintético utilizando a equação 2.1(JARVIE, 2012b). O cálculo dos valores de OSI sintético, bem como a plotagem dos dados foram realizados também utilizando linguagem de programação Python. Além do OSI, foi plotada uma linha base para o valor de OSI de $80HC(mg)/TOC(g)$, de forma a ressaltar os intervalos que excedem esse valor, sendo potenciais intervalos para *ShaleOil*.

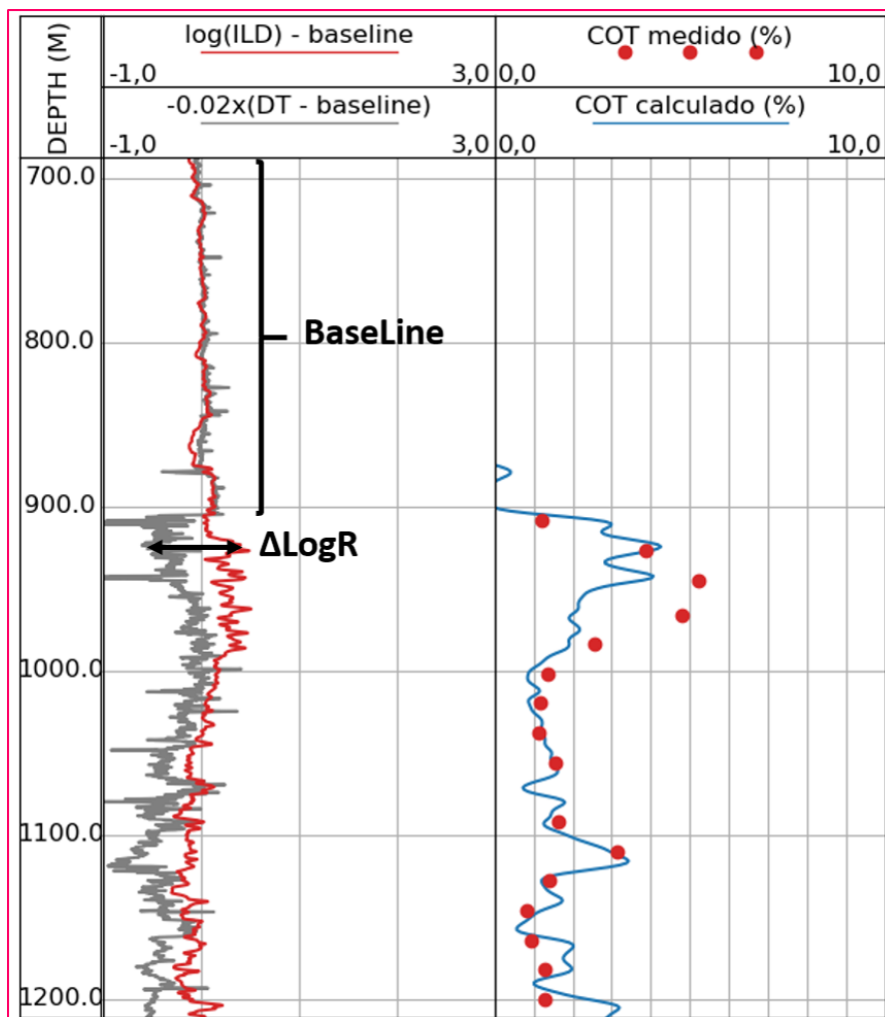
Esses resultados são apresentados a seguir no capítulo de Resultados e Discussão(Figura 18).

Figura 16 – Perfis Caliper(CALI), Raio Gama(GR) e Resistividade(RES) e valores de S1 calculados indiretamente à partir dos perfis geofísicos. Pontos representam valores de S1 obtidos por análises geoquímicas. Notar o arrombamento severo no intervalo 905/930m.



Fonte: Andre, 2019

Figura 17 – Perfis Sônico(DT), Resistividade(RES) e valores de COT calculados indiretamente a partir dos perfis geofísicos. Mb Pitanga definido como linha base('BaseLine') e exemplificação da distância das curvas(ΔLogR) no intervalo de interesse.



Fonte: Andre, 2019

5 Resultados e Discussão

Na Figura 18 é possível observar o resultado do cálculo de OSI sintético para o intervalo de interesse. É importante ressaltar que o poço apresenta severo arrombamento no intervalo 905/930 m, inviabilizando a avaliação desse intervalo.

Além disso, observa-se que no intervalo de 950 a 1000 metros de profundidade os dados sintéticos possuem menor correlação com os dados de laboratório do que no intervalo abaixo do mesmo. Convém lembrar que os dados analíticos foram adquiridos em amostras de calha, o que resulta em um valor aproximado médio para o intervalo. Considerando a zona de arrombamento acima, é possível que, nos intervalos imediatamente abaixo da zona arrombada, tenha gerado um vórtice com conseqüente atraso e mistura de amostras.

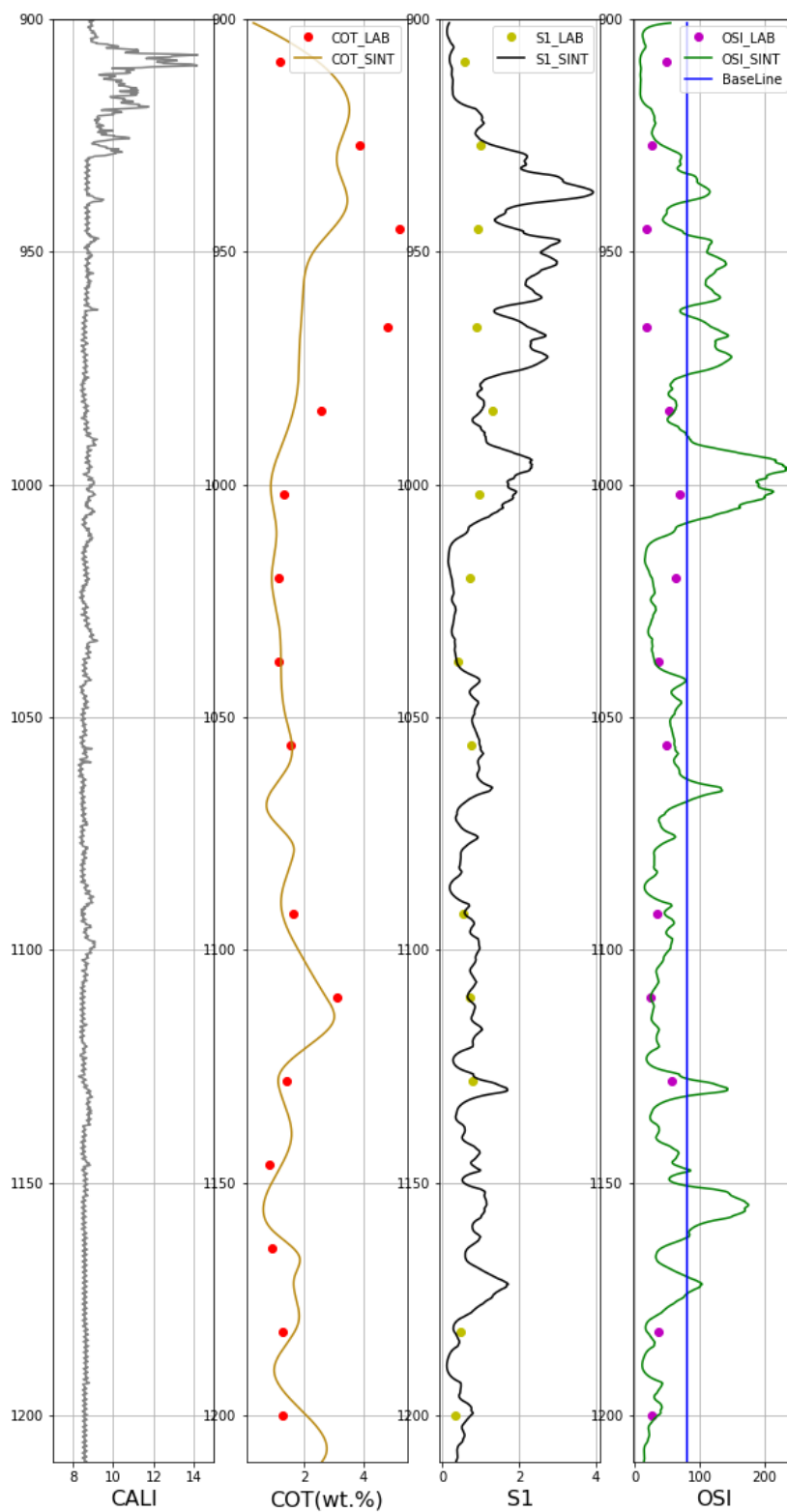
Um fator marcante na avaliação deste sistema é que a linha base utilizada na calibração do método ΔLogR foi definida no arenito Pitanga. Usualmente, essa linha base é definida para litologias de granulometria comumente finas, na maioria das vezes folhelhos. O arenito Pitanga é um arenito muito fechado e argiloso ($< 0,01$ mD) e sua granulometria é muito fina, o que possibilita seu uso como linha base no método. Esse fato mostra como esse sistema é bastante atípico, visto que o arenito Pitanga possui papel de rocha selante para um reservatório do tipo *ShaleOil*.

Utilizando como parâmetro a linha base para o OSI em $80\text{HC}(mg)/\text{TOC}(g)$ é possível inferir a existência de intervalos viáveis para a exploração do *ShaleOil*. Note que, em uma avaliação qualitativa dos perfis geofísicos, notadamente a curva de resistividade (Figura 14), pode-se interpretar que apenas o intervalo de 900 a 1000 metros seria classificado como *ShaleOil*, porém, após calcular o OSI, é possível identificar outro intervalo de interesse em aproximadamente 1150 metros.

Um aspecto importante e que deve ser destacado é a incoerência dos dados de T_{max} (Figura 2). Podemos identificar dois intervalos quando observamos esse dado: um intervalo de 900 até 1000 metros e um intervalo de 1000 metros em diante. Nota-se que do primeiro intervalo para o segundo os valores diminuem quando se espera o comportamento inverso, já que a maturação aumenta com a profundidade.

Essa incoerência pode ser justificada a partir de uma possível contaminação das amostras pelo fluido de perfuração em um dos intervalos. Para uma melhor análise desse problema sugere-se que, futuramente, seja feita uma avaliação a partir de dois cenários, onde os métodos seriam aplicados separadamente nos intervalos destacados.

Figura 18 – Perfil Caliper(CALI), dados de COT sintético e de laboratório, dados de S1 sintético e de laboratório, OSI calculado a partir dos dados de COT e S1 sintéticos e de laboratório. Em azul, linha base para $OSI = 80HC(mg)/TOC(g)$



Fonte: Andre, 2019

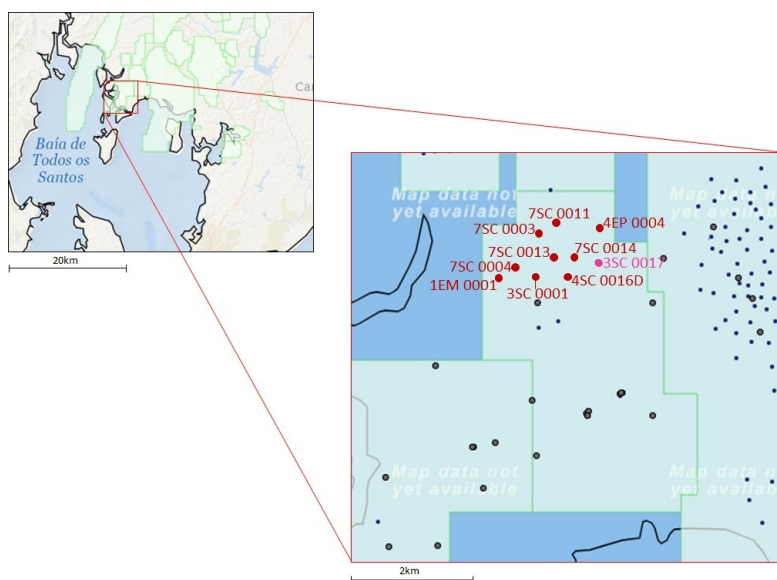
6 Conclusão

O uso de métodos indiretos para o cálculo de parâmetros geoquímicos(COT e S1) mostrou-se válido, uma vez que resultou em uma boa calibração com os valores mensurados em análises de laboratório.

Utilizando apenas curvas de Resistividade, Raio Gama e Sônico, foi possível identificar um sistema do tipo *ShaleOil* no Mb. Gomo da Formação Candeias, na Bacia do Recôncavo.

Foram disponibilizados outros poços do Campo de Socorro(Figura 19) que não possuem dados geoquímicos, mas que possuem as curvas geofísicas básicas, necessárias à aplicação dos métodos descritos neste trabalho. Extrapolando os parâmetros utilizados na calibração do poço 3SC 0017 BA para esses poços será possível aplicar os métodos descritos neste trabalho e seus parâmetros para futuramente mapear este potencial intervalo de *ShaleOil*.

Figura 19 – Mapa das posições relativas dos poços no campo petrolífero de Socorro. Em destaque, os poços fornecidos pela ANP(vermelho) e o poço utilizado para calibração(rosa).



Fonte: modificado de ANP

Apesar dos bons resultados aqui apresentados é importante destacar as limitações encontradas nesse trabalho por conta de problemas com o dado. Problemas como arrombamento de poço e possível contaminação de amostras foram identificados e expostos para destacar a ambiguidade que pode existir na interpretação dos dados.

Um diferencial no trabalho foi a utilização do Python como ferramenta principal, o que o tornou ainda mais viável, uma vez que não foi necessária a utilização de licenças de softwares do mercado.

Referências

- ALONSO, E.; PAIVA, M. L.; SILVA, H.; FREIRE, A. Development of an algorithm to infer the free hydrocarbon content (S₁) from well logs. 2019.
- DAL-CERE, P. R. *Reservatório de gás não convencional: história de caso na Bacia do Recôncavo - Brasil*. 2012.
- DEMBICKI, H. *Practical Petroleum Geochemistry for Exploration and Production*. [S.l.]: ELSEVIER, 2017. ISBN 9780128033500.
- DESTRO, N. MAGNAVITA, L.; SZATMARI, P.; ALKMIM, F. Release faults, associated structures, and their control on petroleum trends in the Reconcavo rift, northeast Brazil. *AAPG Bulletin*, v. 87, n. 7, p. 1123–1144, 2003. ISSN 01491423.
- HOOD, A.; GUTJAHR, C.C.M.; HEACOCK, R.L. Organic Metamorphism and the Generation of Petroleum ' The origin of petroleum can be described generally by four successive stages : (1) the formation of organic-rich , fine-grained sediments through the photosynthesis , deposition , and preservation. *AAPG Bulletin*, v. 6, n. 6, p. 986–995, 1975.
- JARVIE, D. M. Total organic carbon (TOC) analysis : Source and migration processes and evaluation techniques. In: *Source and Migration Processes and Evaluation Techniques*. Texas: AAPG, 1991. cap. 11, p. 113–118. Disponível em: <<https://www.researchgate.net/publication/284024556>{_\}TotalorganiccarbonTOCanalysisSourceandmigrationprocessesaandevaluationtechniq>.
- JARVIE, D. M. Shale Resource Systems for Oil and Gas: Part 1—Shale-gas Resource Systems. *Shale reservoirs—Giant resources for the 21st century: AAPG Memoir 97*, p. 69–87, 2012.
- JARVIE, D. M. Shale Resource Systems for Oil and Gas: Part 2—Shale-oil Resource Systems. *Shale reservoirs—Giant resources for the 21st century: AAPG Memoir 97*, p. 89–119, 2012.
- MILHOMEM, P.; MAMAN, E.; OLIVEIRA, F.; CARVALHO, M.; SOUZA-LIMA, W. Bacia do Recôncavo. *Fundação Paleontológica Phoenix*, v. 51, 2003. Disponível em: <<http://phoenix.org.br/phoenix51>{_\}mar03.h>.
- PASSEY, Q. R.; CREANEY, S.; KULLA, J.B.; MORETTI, F.J., STROUD, J.D. *Practical model for organic richness from porosity and resistivity logs*. 1990. 1777–1794 p.
- REIS, M. A. D. *Caracterização Da Rocha Geradora Do Cenomaniano-Turoniano Da Bacia Do Espírito Santo Através Da Integração De Dados Caracterização Da Rocha Geradora Do Cenomaniano-*. 2018.

SANTOS, F. V. et al. *APLICAÇÃO DA TÉCNICA DELTA LOG R PARA ESTIMATIVA DE CARBONO ORGÂNICO TOTAL (COT) UTILIZANDO PERFIS DE POÇOS DA BACIA DE CAMPOS* *Application of the Delta log R technique for Total Organic Carbon (TOC) estimation using well logs from Campos Basin*. [S.l.], 2017.

SILVA, O.; CAIXETA, J.; MILHOMEM, P.; KOSIN, M. *Bacia do Recôncavo*. Rio de Janeiro: Boletim de Geociências da Petrobras, 2007. 423–431 p.

TISSOT, B.; WELTE, D. *Petroleum formation and occurrence: a new approach to oil and gas exploration*. [S.l.]: Springer Science Business Media, 2012.