



**UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA E GEOFÍSICA MARINHA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM GEOFÍSICA**

SHAYANE PAES GONZALEZ

**ESTIMATIVA DE SATURAÇÃO DE ÁGUA CONATA
EM RESERVATÓRIOS CLÁSTICOS**

NITERÓI-RJ

2014

SHAYANE PAES GONZALEZ

**ESTIMATIVA DE SATURAÇÃO DE ÁGUA CONATA
EM RESERVATÓRIOS CLÁSTICOS**

Trabalho apresentado ao curso de graduação em Geofísica da Universidade Federal Fluminense como parte da disciplina de Projeto Final II e requisito para obtenção do título de Bacharel em Geofísica.

Orientador: Prof. Dr. Jorge Leonardo Martins (COGE-ON/MCTI).

NITERÓI-RJ

2014

SHAYANE PAES GONZALEZ

**ESTIMATIVA DE SATURAÇÃO DE ÁGUA CONATA
EM RESERVATÓRIOS CLÁSTICOS**

Trabalho apresentado ao curso de graduação em Geofísica da Universidade Federal Fluminense como parte da disciplina de Projeto Final II e requisito para obtenção do título de Bacharel em Geofísica.

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. Jorge Leonardo Martins- Observatório Nacional (COGE-ON/MCTI)

Prof. Dr. Marco Antonio Cetale Santos- LAGEMAR (UFF).

Prof. Dr. Cleverson Guizan Silva- LAGEMAR (UFF).

NITERÓI-RJ

2014

Dedico o presente trabalho a toda a minha família e em memória ao meu avô, Francisco Tourinho Gonzalez, que infelizmente não está presente nesta etapa, mas estará para sempre em meu coração.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus por abençoar minha caminhada.

Agradeço a minha família. Aos meus pais Francisco e Nelmar, por todo amor e carinho dispensados a mim e por sempre priorizarem meus estudos, oferecendo todo o suporte necessário para que eu chegasse até aqui. Em especial, à minha irmã e melhor amiga Ingrid, por iluminar os meus dias mais duros com todo o seu apoio e incentivo. Não existem palavras suficientes para traduzir a gratidão e o amor que sinto por vocês.

Agradeço a instituição de ensino Universidade Federal Fluminense (UFF) e aos professores do LAGEMAR-UFF por contribuírem para o meu crescimento profissional ao longo desses anos de estudo. Agradeço ao meu orientador, Jorge Leonardo Martins, pela oportunidade de realização da pesquisa e por disponibilizar todo o seu conhecimento acerca do assunto abordado. Agradeço aos membros desta banca, Cleverson Guizan Silva e Marco Antonio Cetale Santos, por terem aceitado o meu convite.

Agradeço a Agência Nacional de Petróleo (ANP) por ter cedido os dados de perfilagem do poço RJS0019 e a empresa Schlumberger por permitir o uso do software *Petrel* durante meu período de estágio na empresa. Agradeço à minha supervisora Maria Clara, pela diversão e ajuda diária.

Agradeço ao meu amigo e namorado, Víctor, por todo o suporte e paciência durante esses últimos meses. Dentre as mais doces surpresas que a Geofísica me proporcionou, você é sem dúvida a melhor.

Finalmente, agradeço aos amigos que fiz durante a graduação. Agradeço particularmente a aqueles que estiveram comigo desde o início, Lari, Lis, Sharon e Yuri. Todos os nossos momentos de companheirismo, dificuldade e, principalmente, muita diversão jamais sairão da minha memória! Amo demais cada um de vocês!

“Um dia aprendi que sonhos existem para torna-se realidade. E, desde aquele dia, já não durmo para descansar. Simplesmente durmo para sonhar.”

Walt Disney

RESUMO

A perfilagem geofísica de poços agrega um conjunto de ferramentas usadas no estudo das formações sedimentares. Os registros efetuados por tais ferramentas constituem informações importantes para o processo de avaliação de riscos nas operações de produção de óleo e gás. Entretanto, ainda mais essencial é a capacidade de estimar propriedades físicas das formações, assim como avaliar o conteúdo de fluidos existentes em um determinado reservatório. A estimativa de saturação de fluidos é de extrema relevância para a aferição do volume de óleo recuperável. Em vista da importância da temática exposta, o trabalho proposto teve como principal objetivo estimar a saturação de água conata para reservatórios clásticos. Os dados obtidos pela técnica de perfilagem desempenharam um papel fundamental para o presente estudo, pois através destes foi possível o conhecimento de determinados parâmetros, como argilosidade, porosidade e resistividade, os quais possibilitaram a estimativa do valor de saturação de água. A pesquisa foi realizada com o estudo integrado dos perfis geofísicos e das fórmulas empíricas (equação de Archie e equações de Archie modificadas) existentes para o cálculo de saturação de água em formações com determinado conteúdo argiloso. A metodologia do projeto consistiu em utilizar os dados de perfilagem oriundos do poço RJS0019, situado na Bacia de Campos, Brasil. Os resultados obtidos foram consistentes, apresentando grande semelhança para todas as equações utilizadas e, a média dos valores encontrados para a saturação de água no intervalo interpretado como reservatório variou de 6 a 8%.

Palavras chave: Perfilagem geofísica de poços | Saturação de água conata | Bacia de Campos | Campo de Namorado.

ABSTRACT

The geophysical well logging aggregates a set of tools which are used in the study of sedimentary formations. The records realized by these tools represent important information to the process of risk evaluation in the operation of oil and gas production. However, even more essential is the capacity to estimate the physic properties of the formations as well as the evaluating the content of existing fluids in a particular reservoir. The estimate of fluid saturation is of paramount importance to measure the volume of recoverable oil. In view of the importance of the exposed thematic, the proposed work has as the main objective estimate the connate water saturation for clastic reservoirs. The data obtained from the well logging perform a crucial role in the present study because through these data was possible evaluate certain parameters such as shaliness, porosity and resistivity, which enable the measurement of the value of water saturation. The research was carried with the integrated study of the geophysical logs and the existing empirical formulas (Archie equation and modified Archie equations) to calculate water saturation in formations with certain shaly content. The project methodology consisted of using the well log data arising from the well RJS0019, located in Campos Basin, Brazil. The results were consistent, with very similarity for all equations used and the average of the values for water saturation of the reservoir interpreted ranged from 6 to 8%.

Keywords: Geophysical well logging | Connate water saturation | Campos Basin | Namorado Field.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1-	Relação da porosidade e permeabilidade com o fator resistividade de formação para amostras de arenitos consolidados da costa do Golfo. <i>Fonte: Archie (1941).</i>	6
Figura 3.2-	Relação da porosidade e permeabilidade com o fator resistividade de formação do arenito Nacatoch, Bellevue, LA. <i>Fonte: Archie (1941).</i>	6
Figura 3.3-	Relação entre a saturação de água e o índice de resistividade (IR) com os dados de pesquisas realizadas por Martin, Jakosky, Wyckoff e Leverett. <i>Fonte: Archie (1941).</i>	8
Figura 3.4-	Representação dos modos de distribuição de argilas nas rochas: laminar, estrutural e dispersa. <i>Fonte: Tiab e Donaldson (2012).</i>	10
Figura 4.1-	Representação do Efeito Compton. <i>Fonte: Quoirin (2004).</i>	15
Figura 4.2-	Representação do Efeito Fotoelétrico. <i>Fonte: Quoirin (2004).</i>	16
Figura 4.3-	Representação do Efeito de Produção Par. <i>Fonte: Quoirin (2004).</i>	16
Figura 4.4	Modelo para a distribuição de zonas de acordo com o raio de invasão do fluido de perfuração. <i>Fonte: Nery (2004).</i>	22
Figura 5.1-	Localização da Bacia de Campos com a demonstração de seus principais limites e campos de petróleo. <i>Fonte: Revista Phoenix, ano 6, número 75, maio de 2004.</i>	24
Figura 5.2-	Modelo com as cinco principais fases da evolução do Atlântico Sul. <i>Modificado de: Cainelli e Mohriak (1999).</i>	25

Figura 5.3-	Carta estratigráfica da Bacia de Campos. <i>Fonte: Winter et al. (2007).</i>	28
Figura 5.4-	Mapa de localização do Campo de Namorado. <i>Fonte: Rosa et al. (2011).</i>	29
Figura 5.5-	Representação das fácies do Campo de Namorado. <i>Modificado de Cruz (2003).</i>	31
Figura 5.6-	Mapa estrutural do Campo de Namorado com a localização e nome dos poços disponíveis. Em laranja encontra-se o poço RJS-19. <i>Modificado de Augusto (2009).</i>	32
Figura 6.1-	Fluxo de metodologia da pesquisa.	33
Figura 7.1-	Exemplo de desmoronamento visualizado através do perfil de Cáliper (CALI).	35
Figura 7.2-	Localização do reservatório, com identificação de topo e base.	37
Figura 7.3-	Figura 7.3- Comparação das relações de Larionov (1969), Clavier(1971) e Steiber(1970) para o cálculo de V_{sh} .	38
Figura 7.4-	Perfil de Raios Gama e os resultados para estimativa de argilosidade calculados para as relações de Larionov (1969), Clavier(1971) e Steiber (1970).	39
Figura 7.5-	Perfis de Nêutron (NPHI), Densidade (RHOB) e Porosidade total calculada.	40
Figura 7.6-	<i>Pickett Plot</i> com Volume total de água (<i>Bulk Volume Water- BVW</i>).	41
Figura 7.7-	Identificação do ponto de folhelho e de R_{sh} .	42

- Figura 7.8- (A) Estimativa de S_w para o intervalo do reservatório utilizando a equação de Archie. (B) Estimativa de saturação de água para o intervalo do reservatório, destacando o intervalo de 0 a 0.2 para S_w 43
- Figura 7.9- (A) Estimativa de S_w para o intervalo do reservatório utilizando as equações Simandoux, Nigéria e Indonésia. (B) Estimativa de saturação de água para o intervalo do reservatório, destacando o intervalo de 0 a 0.2 para S_w . 44
- Figura 7.10- (A) Gráfico de saturação de água- calculada pela equação de Simandoux- versus resistividade total. Variação de cor dos pontos de acordo com o conteúdo argiloso. (B) Destaque para o intervalo de 0 a 0.2 para S_w . 45
- Figura 7.11- (A) Gráfico de saturação de água- calculada pela equação Nigéria- versus resistividade total. Variação de cor dos pontos de acordo com o conteúdo argiloso. (B) Destaque para o intervalo de 0 a 0.2 para S_w . 46
- Figura 7.12- (A) Gráfico de saturação de água- calculada pela equação Indonésia- versus resistividade total. Variação de cor dos pontos de acordo com o conteúdo argiloso. (B) Destaque para o intervalo de 0 a 0.2 para S_w . 47
- Figura 7.13- (A) Gráfico de saturação de água- calculada pela equação Archie- versus resistividade total. Variação de cor dos pontos de acordo com o conteúdo argiloso. (B) Destaque para o intervalo de 0 a 0.2 para S_w . 48
- Figura 7.14- (A) Estimativa de S_{hc} para o intervalo do reservatório utilizando a equação de Archie. (B) Estimativa de saturação de hidrocarbonetos para o intervalo do reservatório, destacando o intervalo de 0.8 a 1 para S_{hc} . 49

Figura 7.15- (A) Estimativa de S_{hc} para o intervalo do reservatório utilizando as equações Simandoux, Nigéria e Indonésia. (B) Estimativa de saturação de hidrocarbonetos para o intervalo do reservatório, destacando o intervalo de 0.8 a 1 para S_{hc} . 50

Figura 7.16- *Track 1*: Perfil de Raios Gama (GR); *Track 2*: Perfis Neutrônico (NPHI) e Densidade (RHOB); *Track 3*: Perfil de Indução Profunda (ILD); *Track 4*: Perfil de Porosidade; *Track 5*: Volume de argila (Vsh_Larionov); *Track 6*: Saturação de água calculada pela equação de Archie (S_{w_Archie}); *Track 7*: Saturação de água calculada pela equação de Simandoux ($S_{w_Simandoux}$); *Track 8*: Saturação de água calculada pela equação Nigéria ($S_{w_Nigéria}$); *Track 9*: Saturação de água calculada pela equação Indonésia ($S_{w_Indonésia}$). 52

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1-	Média das propriedades relevantes para o intervalo do reservatório.	51
-----------	---	----

SUMÁRIO

DEDICATÓRIA	III
AGRADECIMENTOS	IV
EPÍGRAFE	V
RESUMO	VI
ABSTRACT	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	VIII
ÍNDICE DE TABELAS	XII
1-INTRODUÇÃO	1
2-OBJETIVOS	2
3-FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	3
3.1- ROCHAS SEDIMENTARES	3
3.2- PROPRIEDADES PETROFÍSICAS	3
3.3- ESTIMATIVA DE SATURAÇÃO DE ÁGUA	5
3.3.1-Fator de resistividade da formação	5
3.3.2-Saturação de água para formações limpas	7
3.3.3-Saturação de água para formações argilosas	9
3.4- VOLUME DE ÓLEO RECUPERÁVEL	13
4-A PERFILAGEM GEOFÍSICA DE POÇOS	14
4.1- PERFIL DE RAIOS GAMA (GR)	15

4.2-PERFIL DE DENSIDADE (RHOB)	18
4.3- PERFIL NEUTRÔNICO	19
4.4-PERFIL DE POTENCIAL ESPONTÂNEO (SP)	20
4.5-PERFIL DE INDUÇÃO PROFUNDA (ILD)	23
5-ÁREA DE ESTUDO: BACIA DE CAMPOS	24
5.1-EVOLUÇÃO TECTONO-SEDIMENTAR DA BACIA DE CAMPOS	26
5.2-CAMPO DE NAMORADO	29
5.2.1-Poço RJS-0019	32
6-METODOLOGIA	33
7-DESENVOLVIMENTO E RESULTADOS	34
7.1- CONTROLE DE QUALIDADE	34
7.2- INTERPRETAÇÃO QUALITATIVA	36
7.3- INTERPRETAÇÃO QUANTITATIVA	38
7.3.1- Estimativa da argilosidade (Vsh)	38
7.3.2- Estimativa da porosidade total (Φ)	40
7.3.3- Estimativa de resistividades (R_t, R_w, R_{sh})	41
7.3.4-Estimativa da saturação de água (S_w)	43
7.3.5- Estimativa de saturação de hidrocarbonetos (S_{hc})	49
8- TOTALIZAÇÃO DOS RESULTADOS	51
9- CONSIDERAÇÕES FINAIS	53
10-REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	54

1-INTRODUÇÃO

A indústria petrolífera é considerada peça fundamental para o desenvolvimento da economia mundial. Por conseguinte, é de suma importância que se busque novas tecnologias e ferramentas auxiliaadoras na prospecção de hidrocarbonetos. A perfilagem geofísica de poços possibilita obter informações a respeito das propriedades petrofísicas de sequências de rochas e, portanto, este método é amplamente empregado para a avaliação exploratória de reservatórios.

Kearey *et al.* (2009) ressaltam que os registros mais frequentes efetuados pela técnica de perfilagem são baseados nos conceitos de resistividade elétrica, indução eletromagnética, potencial espontâneo, radioatividade natural e induzida, velocidade sônica e temperatura. Dentre as propriedades oriundas da interpretação dos perfis gerados, encontram-se a porosidade, a argilosidade e a resistividade das formações e de seus fluidos, as quais são relevantes para a estimativa de saturação de água.

A saturação de água conceitua-se como a fração de água presente nos poros de uma rocha e a estimativa do seu valor é objeto de estudo para a realização da análise de reservas, a qual permite o cálculo da quantidade de fluidos que podem ser explorados em uma acumulação de óleo e gás. A análise de reservas colabora nas escolhas estratégicas efetuadas pelas instituições exploradoras de petróleo e, por isso, muitos autores elaboraram equações empíricas buscando conduzir melhor as pesquisas acerca da temática exposta.

A área de estudo deste trabalho é a Bacia de Campos, que está situada no litoral dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo e é considerada uma apreciável reserva mundial de hidrocarbonetos, correspondendo a mais de 80% da produção de petróleo no Brasil. Os dados de perfilagem geofísica de poços utilizados para a elaboração da pesquisa são provenientes do poço RJS0019, o qual contém informações relevantes sobre o Campo de Namorado, localizado na porção central/norte da bacia em questão.

2-OBJETIVOS

O trabalho proposto teve como objetivo geral estimar os valores de saturação de água conata para reservatórios clásticos. Para que a meta da pesquisa fosse alcançada, alguns objetivos específicos foram realizados a princípio, tais como:

- Interpretar os perfis geofísicos de Raios Gama naturais, de Densidade, de Nêutrons e de Indução Profunda;
- Calcular parâmetros petrofísicos importantes para a temática abordada neste estudo, a exemplo da argilosidade, porosidade, resistividade das formações e dos fluidos saturantes;
- Estudar as equações empíricas que estimam o valor de saturação de água conata para formações limpas (equação de Archie) e para formações argilosas (equação de Archie modificada).

3-FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1- ROCHAS SEDIMENTARES

O estudo das rochas sedimentares é de extrema importância para a indústria de hidrocarbonetos, visto que a maioria dos reservatórios encontra-se nestas. As rochas sedimentares podem ser divididas em três classes principais: clásticas, biogênicas e quimiogênicas (SUGUIO, 2003). As rochas características do primeiro grupo são formadas pela acumulação de detritos provenientes de outras rochas, as quais estão localizadas fora da bacia de sedimentação. Esses fragmentos são erodidos e transportados por longas distâncias. A segunda categoria diz respeito a rochas bioconstruídas, ou seja, são resultantes de sedimentos de origem biológica. Por último, as rochas pertencentes ao terceiro conjunto são originadas a partir da precipitação de minerais em solução.

3.2- PROPRIEDADES PETROFÍSICAS

Os sedimentos não consolidados passam por diversos processos físicos, químicos e biológicos até se tornarem uma rocha sedimentar, dentre eles a compactação, dissolução, cimentação e a recristalização diagenética. Segundo Teixeira *et al.* (2009) os componentes de uma rocha sedimentar inconsolidada são o arcaçouço, a matriz e a porosidade primária. O primeiro é definido por Nery (2004) como a fração que sustenta a rocha e é formado por grãos com maior diâmetro. A matriz corresponde ao material clástico mais fino e a porosidade primária refere-se ao volume, à geometria e à distribuição de poros que o agregado sedimentar possuía no momento da deposição (TEIXEIRA *et al.*, 2009).

Em contrapartida, os principais elementos relacionados à diagênese (conjunto de fenômenos que agem de forma a modificar um sedimento após sua deposição) são a porosidade secundária e o cimento. A porosidade secundária é decorrente de certos processos geológicos posteriores à conversão dos sedimentos em rochas e o cimento é o material que foi precipitado quimicamente nos poros das rochas.

A porosidade total (ϕ) é definida, de acordo com Nery (2004), como a relação entre o volume de espaços vazios que podem estar preenchidos por fluidos (água, óleo ou gás) de uma rocha e o volume total da mesma e é expressa em porcentagem.

$$\phi = \frac{V_T - V_G}{V_T} = \frac{V_P}{V_T}. \quad (3.1)$$

Onde V_T é o volume total da rocha, V_G é o volume dos grãos contidos nesta e V_P é o volume de poros. É importante destacar também a denominada porosidade efetiva, que se refere apenas aos poros interconectados de uma rocha.

De acordo com Tiab e Donaldson (2012), os fatores que afetam a porosidade são: a uniformidade do tamanho dos grãos, o grau de cimentação ou consolidação, o nível de compactação antes e depois da deposição e os métodos de empacotamento. A presença de grãos menores, a exemplo de argilas ou siltes, misturados com partículas de granulometria maior (areias) acarreta a diminuição da porosidade. O aumento da cimentação e da consolidação, assim como o aumento da compactação de um sedimento resulta na diminuição da porosidade. Quanto maior a profundidade, mais compactado será o sedimento e, portanto, em geral porosidades mais baixas são esperadas em profundidades maiores.

O último fator, que está relacionado aos processos de sedimentação e litificação, irá afetar a porosidade efetiva, definida anteriormente. Alguns poros que antes estavam interconectados se tornam isolados após o empacotamento. Certas rochas possuem a porosidade total elevada e baixa porosidade efetiva, o que ocasiona a perda de condutividade dos fluidos existentes.

No que diz respeito ao estudo das propriedades elétricas de uma formação, determinados fatores são de grande relevância, tais como: composição mineralógica, tipo de fluido presente, porosidade, resistividade, entre outros.

Os minerais são considerados condutores quando possuem a capacidade de conduzir corrente elétrica, todavia são encontrados com mais abundância aqueles com características isolantes. As argilas, que estão largamente presentes nos depósitos sedimentares, são formadas por silicatos de alumínio hidratados e possuem alta condutividade.

Assim como os minerais, a maioria dos fluidos encontrados nos poros de uma rocha possui alta resistividade, a exemplo do óleo e do gás. Com relação à água pura não são observados valores elevados de condutividade, em contrapartida, salmouras (solução de água saturada por sal) são caracterizadas pelo seu alto teor condutivo.

3.3- ESTIMATIVA DE SATURAÇÃO DE ÁGUA

A saturação de água é definida como a fração de água presente nos poros de uma rocha e sua estimativa constitui um dos parâmetros principais no estudo de um reservatório, pois possibilita que o volume de óleo recuperável seja estimado. Este é conceituado, segundo Barcelos e Hamacher (2006), como o somatório entre o número de reservas provadas e o valor total de óleo produzido até a uma determinada data.

A relevância da estimativa dos fluidos presentes em um reservatório fez com que diversos pesquisadores desenvolvessem ao longo dos anos modelos que pudessem estimar a saturação de água nas formações. Em 1941, Gus Archie elaborou relações empíricas que foram publicadas no artigo *“The Electrical Resistivity Log as an aid in determining some reservoir characteristics”*, sendo estas utilizadas até hoje em muitos estudos. As denominadas equações de Archie fazem uma associação (para formações limpas) entre a resistividade da formação, a resistividade da água de formação, a porosidade total de uma rocha e a saturação de água conata. Todavia, tal fórmula não pode ser aplicada no caso de formações sujas (argilosas) e, portanto, equações adicionais foram desenvolvidas posteriormente.

3.3.1-Fator de resistividade da formação

A princípio, Archie (1941) sugeriu que a resistividade de um arenito (R_0) contendo todos os poros saturados por salmoura era proporcional à resistividade desta salmoura (R_w). Por conseguinte, a relação linear a seguir foi apresentada por Archie (1941):

$$R_0 = F R_w \therefore$$

$$F = \frac{R_0}{R_w}, \quad (3.2)$$

onde F é denominado de fator de resistividade da formação.

De acordo com Schön (2011) a primeira analogia feita por Archie (1941) é válida apenas se o único condutor presente na rocha for o fluido e se a matriz da mesma possuir minerais com características isolantes, ou seja, se a matriz estiver livre de argilominerais. Schön (2011) afirma ainda que como o fluido contido nos poros é o condutor exclusivo, uma correlação inversa entre o fator de formação (F) e a porosidade (ϕ) deve ser esperada.

Em seu estudo, Archie (1941) representou os valores do fator resistividade da formação pela permeabilidade e pela porosidade das amostras analisadas e demonstrou graficamente que F é função do tipo de formação estudada e das características da mesma. Constatou também, que este fator varia em maior escala com a porosidade e, de maneira inferior, com a permeabilidade.

As figuras 3.1 e 3.2 mostram os dados utilizados na pesquisa de Archie (1941) para arenitos de dois locais diferentes, com propriedades distintas. De acordo com o autor, a análise dos gráficos evidencia que o comportamento da porosidade é estável e coerente e, em contrapartida, o efeito da variação da permeabilidade não acarreta mudanças evidentes no fator de formação F . Portanto, uma nova relação, agora expressa entre o fator de F e a porosidade (ϕ) da formação, foi estabelecida por Archie (1941) e é mostrada na equação a seguir.

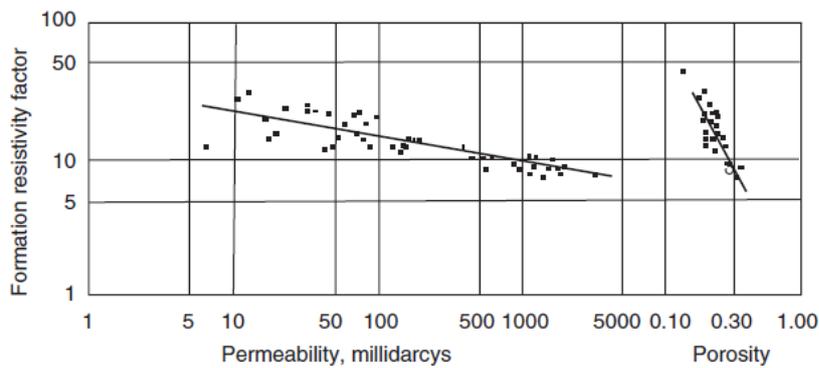


Figura 3.1-Relação da porosidade e permeabilidade com o fator resistividade de formação para amostras de arenitos consolidados da costa do Golfo. Fonte: Archie (1941).

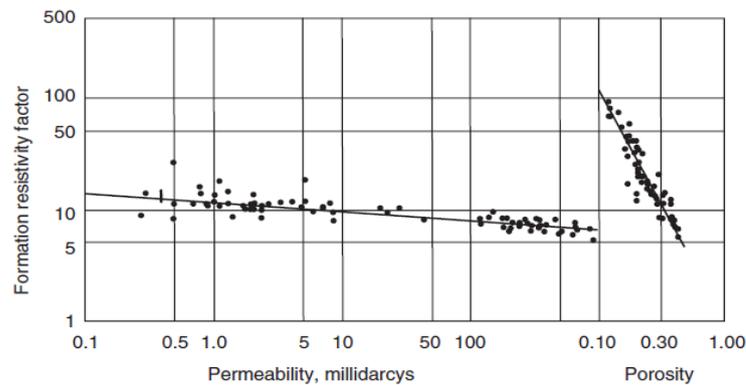


Figura 3.2-Relação da porosidade e permeabilidade com o fator resistividade de formação do arenito Nacatoch, Bellevue, LA. Fonte: Archie (1941).

$$F = \phi^{-m} \therefore$$

$$F = \frac{1}{\phi^m} . \quad (3.3)$$

O coeficiente m , relativo à cimentação, é a inclinação da reta que relaciona o fator F e a porosidade (ϕ). A estimativa de seu valor é empírica e, através da análise de diferentes amostras, foram obtidos valores para m que variam entre 1,8 e 2,0 para arenitos consolidados e um valor de 1,3 para os inconsolidados.

De acordo com Schön (2011), a equação 3.3 pode ser modificada de maneira a alcançar um melhor resultado com base na litologia observada. Uma forma alternativa é obtida acrescentando o fator a , que é denominado coeficiente litológico.

$$F = \frac{a}{\phi^m} . \quad (3.4)$$

A fórmula de Humble é um exemplo do que foi supracitado e é adequada para a utilização em rochas com porosidades relativamente altas. Outra variação é conhecida como fórmula da Shell, a qual é empregada para carbonatos com baixa porosidade. Ambas as versões modificadas estão representadas, segundo Schön (2011), pelas equações seguintes, respectivamente.

$$F = \frac{0,62}{\phi^{2,15}} \approx \frac{0,81}{\phi^2} , \quad (3.5)$$

e

$$F = \frac{1}{\phi^{(1,87 + \frac{0,019}{\phi})}} . \quad (3.6)$$

3.3.2-Saturação de água para formações limpas

Com base nas pesquisas realizadas por Martin, Jakosky, Wyckoff e Leverett, acerca da variação de resistividade de arenitos com relação ao conteúdo de água nos poros, Archie (1941) demonstrou a relação existente entre a saturação de água e a resistividade da formação. Tiab e Donaldson (2012) afirmam que um índice de resistividade (IR) foi definido entre a

resistividade da rocha, contendo hidrocarbonetos e água de formação (R_T), e a resistividade da mesma rocha completamente saturada por água (R_0).

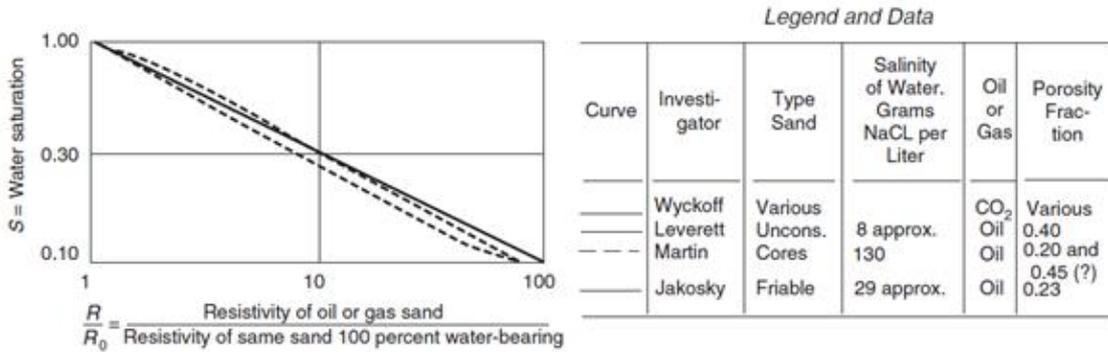


Figura 3.3- Relação entre a saturação de água e o índice de resistividade (IR) com os dados de pesquisas realizadas por Martin, Jakosky, Wyckoff e Leverett. *Modificado de Archie (1941).*

$$IR = \frac{R_T}{R_0} . \tag{3.7}$$

Segundo Tiab e Donaldson (2012), o valor desse índice é igual a 1 quando a formação está completamente saturada por água e maior que 1 na presença de hidrocarbonetos. Os valores de saturação de água (S_w) e IR foram plotados em um gráfico com escala logarítmica e a inclinação da reta gerada foi indicada por n , denominado expoente de saturação. A relação seguinte foi encontrada por Archie (1941):

$$IR = \frac{1}{S_w^n} = \frac{R_T}{R_0} ,$$

$$S_w^n R_T = R_0 \quad \therefore S_w^n = \frac{R_0}{R_T} ,$$

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{R_0}{R_T}} ,$$

ou

$$S_w = \left(\frac{R_0}{R_T} \right)^{1/n} . \tag{3.8}$$

Conforme Tiab e Donaldson (2012) mencionam a resistividade R_0 pode ser substituída com o auxílio da equação 3.2, sendo assim, a fórmula 3.8 é reescrita do modo apresentado abaixo:

$$S_w = \left(F \frac{R_w}{R_T} \right)^{1/n}. \quad (3.9)$$

Visto que F também é escrito como $\frac{1}{\phi^m}$ (equação 3.4) ou, de forma mais geral, como $\frac{a}{\phi^m}$ (equação 3.5) uma nova modificação pode ser realizada e obtém-se:

$$S_w = \left(\frac{R_w}{\phi^m R_T} \right)^{1/n}, \quad (3.10)$$

e

$$S_w = \left(\frac{a R_w}{\phi^m R_T} \right)^{1/n}. \quad (3.11)$$

Archie (1941) estabeleceu que o valor do expoente n é igual a 2 quando a rocha analisada é um arenito consolidado ou inconsolidado. Por conseguinte, as expressões anteriores (equações 3.10 e 3.11) podem ser reescritas como representado a seguir:

$$S_w^2 = \left(\frac{R_w}{\phi^m R_T} \right), \quad (3.12)$$

e

$$S_w^2 = \left(\frac{a R_w}{\phi^m R_T} \right). \quad (3.13)$$

3.3.3-Saturação de água para formações argilosas

As relações empíricas de Archie (1941) podem aplicadas apenas para formações limpas, ou seja, sem conteúdo argiloso. A utilização destas relações geraria valores superestimados para a saturação de água (S_w) quando minerais de argila estão presentes nas rochas. Além disso, as argilas também são responsáveis pela diminuição da porosidade e da permeabilidade de um reservatório.

As argilas podem estar distribuídas em uma rocha de maneiras distintas: de forma laminar, dispersa ou estrutural (figura 3.4). Conforme Tiab e Donaldson (2012) explicam, no primeiro modo as argilas estão organizadas em finos estratos, que não ultrapassam 0,5” ou

1,28 cm de espessura, entre as camadas de areias limpas. Neste tipo de configuração, a porosidade e a permeabilidade não são afetadas de forma considerável.

A segunda estrutura mencionada se refere a argilas dispersas que foram formadas por processos de alteração e precipitação de outros minerais do mesmo tipo. Neste caso, a redução de porosidade e permeabilidade é alta, pois as argilas originadas desta maneira podem aderir e se envolver aos grãos de areia, assim como, completar os espaços entre poros. A saturação de água, por sua vez, fica maior já que os grãos de argila tendem a absorver uma maior quantidade de água.

Tiab e Donaldson (2012) ressaltam ainda que a distribuição de argilas de forma estrutural é rara, uma vez que estas formam a matriz sólida juntamente com grãos de outros minerais. As características deste tipo de arranjo são similares as das argilas dispostas de forma laminar.

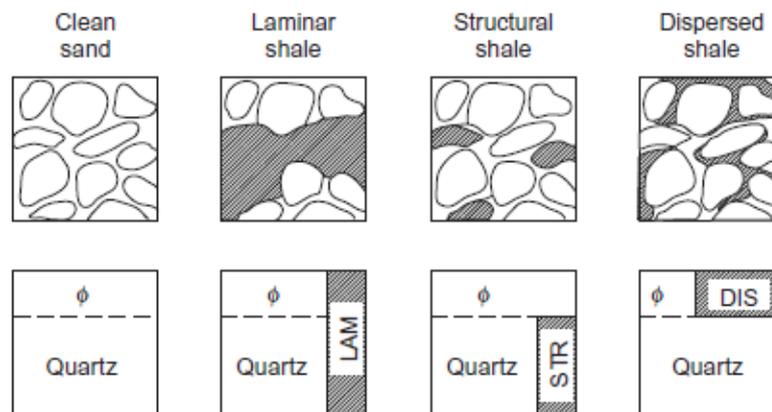


Figura 3.4- Representação dos modos de distribuição de argilas nas rochas: laminar, estrutural e dispersa. *Fonte: Tiab e Donaldson (2012).*

Equação geral para estimativa de S_w

Embora existam equações apropriadas para cada tipo de distribuição dos minerais de argila, os três modelos supracitados podem ocorrer simultaneamente em uma rocha e, portanto, uma equação geral para a estimativa de saturação de água é apresentada por Tiab e Donaldson (2012):

$$AS_w^2 + BS_w + C = 0, \quad (3.14)$$

onde A está relacionado ao efeito combinado da quantidade de areia, da porosidade, da cimentação e da resistividade da água saturante. No entanto, B refere-se ao conteúdo argiloso

e sua resistividade e, por último, C está associado à resistividade do sistema formado por grãos de areia e argila. A equação anterior é, então, reescrita por Tiab e Donaldson (2012) no formato abaixo:

$$\left(\frac{\phi^m}{aR_w(1 - V_{sh})}\right)S_w^2 + \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right)S_w - \frac{1}{R_t} = 0 \therefore$$

$$\frac{1}{R_t} = \left(\frac{\phi^m}{aR_w(1 - V_{sh})}\right)S_w^2 + \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right)S_w . \quad (3.15)$$

Sendo V_{sh} relacionado ao volume ou a alguma característica volumétrica da argila e R_{sh} denominado resistividade da argila. De acordo com Tiab e Donaldson (2012), um arenito é considerado não limpo apenas se a argilosidade (V_{sh}) for maior que 10%, caso contrário, o termo B é eliminado da equação e o valor de saturação de água conata é estimado pela equação 3.13 mencionada anteriormente.

Equações específicas para estimativa de S_w

Diversas equações foram elaboradas para o estudo de reservatórios com conteúdo argiloso, entretanto no presente trabalho serão mencionadas apenas as equações Indonésia, Simandoux e Nigéria. Com base em Schön (2011), as relações para obtenção de saturação de água podem ser escritas em relação à condutividade. A condutividade é definida como o inverso da resistividade, sendo assim pode-se observar que:

$$C_t = \frac{1}{R_t} , \quad (3.16)$$

$$C_w = \frac{1}{R_w} , \quad (3.17)$$

$$C_{sh} = \frac{1}{R_{sh}} , \quad (3.18)$$

onde C_t , C_w e C_{sh} são as condutividades da rocha, da água saturante e das argilas, respectivamente.

A equação Indonésia foi proposta por Poupon e Leveaux (1971) e, segundo Shön (2011), é recomendada para formações argilosas que possuem quantidades elevadas de água

doce e é expressa pela fórmula 3.19. A equação Indonésia foi a precursora da equação Nigéria a qual, de acordo com Al-Waheed e Ruwaili (2005), é demonstrada pela equação 3.20. Já a terceira relação (equações 3.21 e 3.22), denominada Simandoux, foi elaborada por Simandoux (1963) e representa um tipo de distribuição estrutural e dispersa de argilas (SHÖN, 2011).

Seguem as relações para estimativa de S_w em formações argilosas:

-Equação Indonésia:

$$C_t = \frac{C_w}{F} S_w^n + 2 \sqrt{\frac{C_w C_{sh}}{F} V_{sh}^{2-V_{sh}} S_w^n + V_{sh}^{2-V_{sh}} C_{sh} S_w^n} \quad \therefore$$

$$S_w^n = \frac{1}{R_t \left[\left(\frac{\phi^m}{aR_w} \right) + \left(2 \sqrt{\frac{\phi^m V_{sh}^{2-V_{sh}}}{aR_w R_{sh}}} \right) + \left(\frac{V_{sh}^{2-V_{sh}}}{R_{sh}} \right) \right]} \quad (3.19)$$

-Equação Nigéria:

$$C_t = \left[\sqrt{C_w \phi^m} + \sqrt{C_{sh} V_{sh}^{2,8}} \right]^2 S_w^n \quad \therefore$$

$$S_w^n = \frac{1}{R_t \left[\left(\sqrt{\frac{\phi^m}{R_w}} + \sqrt{\frac{V_{sh}^{2,8}}{R_{sh}}} \right) \right]^2} \quad (3.20)$$

-Equação Simandoux:

$$C_t = \frac{\phi^m}{aR_w} S_w^n + V_{sh} C_{sh} S_w \quad (3.21)$$

Para $n = 2$, S_w é obtido da seguinte forma:

$$S_w = \frac{aR_w}{2\phi^m} \left[\sqrt{4 \frac{\phi^m}{R_w R_t} + \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right] \quad (3.22)$$

3.4- VOLUME DE ÓLEO RECUPERÁVEL

O volume de óleo original (volume de óleo *in place*- *VOIP*) presente em um reservatório é dado, segundo Dake (1998), pela equações 3.23 ou 3.25:

$$VOIP = \frac{V\phi S_{\text{óleo}}}{B_{oi}}, \quad (3.23)$$

onde

$$S_{hc} = (1 - S_w). \quad (3.24)$$

Logo:

$$VOIP = \frac{V\phi(1 - S_w)}{B_{oi}}. \quad (3.25)$$

Onde V é igual ao volume da rocha reservatório, ϕ é a porosidade da rocha, B_{oi} é o fator volume de formação e S_{hc} e S_w são a saturação de hidrocarboneto e água conata, respectivamente. De acordo com Dake (1998), o produto “ $V \cdot \phi$ ” é denominado volume poroso, enquanto “ $V \cdot \phi \cdot (1 - S_w)$ ” está relacionado ao volume de hidrocarbonetos presentes nos poros.

O volume de óleo recuperável (V_{OR}) pode ser encontrado pela multiplicação da equação anterior pelo fator de recuperação (FR), que representa a fração de óleo recuperável e cujo valor está entre zero e um (DAKE, 1998).

$$V_{OR} = \frac{V\phi(1 - S_w)}{B_{oi}}(FR). \quad (3.26)$$

O fator de recuperação não é facilmente determinado e depende de alguns elementos, tais como argilosidade, temperatura, viscosidade do óleo, entre outros. Dake (1998) distingue dois tipos de FR , o primeiro está relacionado a questões de caráter econômico e, também, a considerações ambientais e ecológicas. Já o segundo, diz respeito às propriedades físicas do reservatório.

4-A PERFILAGEM GEOFÍSICA DE POÇOS

A perfilagem geofísica de poços possui grande relevância para a indústria do petróleo, pois através desta é possível obter informações sobre uma determinada formação presente em um poço e, por conseguinte, identificar a presença de possíveis rochas com potencial para reservatório.

Conforme Nery (2004) descreve, os equipamentos essenciais para obtenção de um perfil geofísico são: os sensores montados em sondas; os meios de transmissão dos sinais coletados, os quais transferem as informações dos sensores à superfície; os sistemas de registro, assim como de processamento de sinais.

A presença dos fluidos de perfuração também é imprescindível para a prática de perfilagem, visto que estes são responsáveis pela manutenção das paredes do poço, pela lubrificação da broca e dos demais elementos da coluna de perfuração e, também, permitem o suprimento das amostras de calha utilizadas para análise litológica (NERY, 2004). Não obstante a importância dos fluidos de perfuração, certas alterações podem ser causadas por estes nos registros efetuadas por determinadas ferramentas, como será ressaltado nos tópicos seguintes.

Segundo Nery (2004) o primeiro perfil foi realizado por Henri Doll, Charles Scheibli e Roger Jost no ano de 1927, sob o comando dos irmãos Conrad e Marcel Schlumberger. A técnica de eletrorresistividade foi aplicada em um poço do campo francês de Pelchebronn e os resultados obtidos foram registrados manualmente metro a metro, originando uma curva descontínua com relação às profundidades verificadas.

As técnicas de perfilagem foram aperfeiçoadas com o passar dos anos de modo a atender as necessidades da exploração de hidrocarbonetos. De acordo com Kearey *et al.* (2009), atualmente os principais métodos empregados são os que se baseiam na resistividade elétrica, na indução eletromagnética, no potencial espontâneo, na radioatividade natural ou induzida e nas características acústicas das rochas.

No presente trabalho serão abordados os seguintes perfis: perfil de raios gama (GR), perfil de densidade, perfil de densidade neutrônica, perfil de potencial espontâneo (SP) e o perfil de indução (ILD).

4.1- PERFIL DE RAIOS GAMA (GR)

Os perfis de raios gama (*gamma ray*) registram a radioatividade natural das rochas e, conforme Nery (2004) afirma, a radioatividade é definida como o decaimento espontâneo (ou desintegração) de um núcleo atômico instável acompanhado pela emissão de radiação.

Os raios gama naturais são provenientes dos elementos instáveis Potássio (^{40}K), Urânio (^{235}U) e Tório (^{232}Th). Existem dois tipos de perfis de raios gama, aqueles que medem a concentração total dos elementos citados anteriormente de forma combinada (perfis de raios gamas convencionais) e os que verificam a quantidade de cada elemento separadamente (perfis espectrais de raios gama).

Segundo Nery (2004) os raios gama podem interagir com a matéria de formas diversas, seja por Efeito Compton (figura 4.1), por Efeito Fotoelétrico (figura 4.2) ou por Efeito de Produção Par (figura 4.3). No primeiro caso, um fóton incidente de média energia ao colidir com um elétron orbital, o ejeta de sua órbita cedendo ao elétron parte de sua energia cinética. O fóton, então, desvia de sua trajetória original e permanece no meio.

Na interação de fótons de baixa energia com elétrons orbitais, há transferência de toda a energia dos fótons. Por conseguinte, o mesmo desaparece do meio e o elétron se transforma em um fotoelétron livre. Este fenômeno é denominado Efeito Fotoelétrico.

Por último, o Efeito de Produção Par ocorre quando um fóton incidente com alta energia relaciona-se diretamente com o núcleo dos átomos, convertendo-se em um par de elétrons: um positivo e um negativo. O elétron negativo torna-se livre, enquanto o positivo tem uma vida consideravelmente curta, pois reage facilmente com outros elétrons da vizinhança.

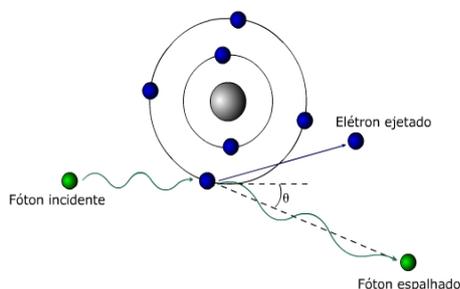


Figura 4.1- Representação do Efeito Compton. Fonte: Quoirin (2004).

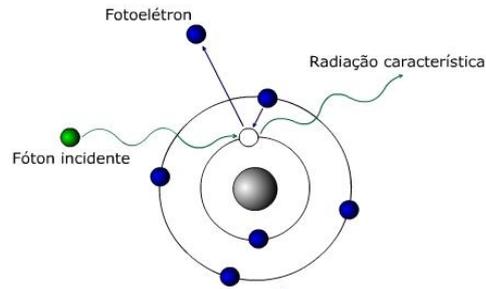


Figura 4.2- Representação do Efeito Fotoelétrico. Fonte: Quoirin (2004).

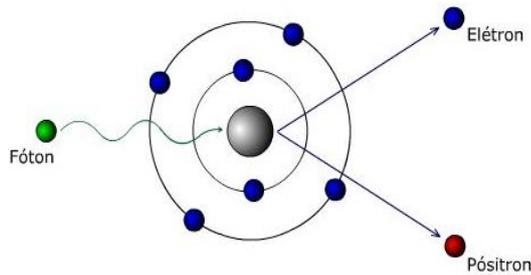


Figura 4.3- Representação do Efeito de Produção Par. Fonte: Quoirin (2004).

De acordo com Rider (2002) as três fontes que emitem raios gama de forma espontânea, Potássio (^{40}K), Urânio (^{235}U) e Tório (^{232}Th), possuem valores de energia iguais a 1,46 MeV, 1,76 MeV e 2,62 MeV, respectivamente. Nery (2004) afirma também que esses raios gama irão interagir com a matéria fundamentalmente por Efeito Compton e, após sucessivas perdas de energia, estarão susceptíveis a absorção por meio de um detector de radiação através do Efeito Fotoelétrico.

A identificação do tipo de rocha é função da quantidade dos elementos radioativos supracitados. As rochas ígneas e metamórficas são mais radioativas quando comparadas com as rochas sedimentares. Entretanto, rochas sedimentares com conteúdo argiloso apresentam um alto teor radioativo; isso acontece porque as argilas possuem em sua composição o elemento Potássio e, também, pela capacidade dessas de fixar íons metálicos como o Tório e Urânio. Portanto, o perfil de raios gama é geralmente utilizado para a avaliação do conteúdo de argila e identificação do tipo de litologia das formações.

O perfil de raios gama é considerado uma apreciável ferramenta na classificação e distinção entre folhelhos e rochas não argilosas. Em contrapartida, a interpretação desse deve ser feita de forma cautelosa, porque não há um padrão para os valores medidos e as leituras

podem indicar diferentes litologias. Sendo assim, é de suma importância que o estudo seja realizado em conjunto com outros perfis.

Um exemplo que elucida a questão anteriormente abordada é a presença de evaporitos potássicos e arcóseos (arenitos que possuem em sua composição mais de 25% de feldspatos detríticos com conteúdo de Potássio), pois esses originam picos na leitura do perfil de GR que podem ser interpretados de forma equivocada como rochas argilosas (folhelhos).

A unidade utilizada no perfil de GR é o API (*American Petroleum Institute*) e a curva de radioatividade apresenta comportamento crescente da esquerda para a direita. De acordo com Rider (2002), através do perfil de raios gama, é possível estimar a argilosidade (V_{sh}) e por meio desta efetuar correções nos valores de porosidade aparente obtidas pelos perfis de densidade, neutrônico e sônico. Para tal, é necessário que a correta avaliação seja feita a cerca do tipo de formação avaliada.

Leitura do perfil de RG

Segundo Nery (2004) o estudo quantitativo inicia-se com a identificação da linha base de folhelho (LBF), ou seja, onde se encontram os folhelhos. A LBF contém a média entre as leituras máximas verificadas e o valor encontrado é chamado de $GR_{Máximo}$. O valor mínimo lido assinala a formação mais limpa observada, isto é, aquela livre de conteúdo argiloso e esta medição é denominada $GR_{Mínimo}$. Por meio das duas variáveis mencionadas ($GR_{Máximo}$ e $GR_{Mínimo}$) é possível obter o índice de raios gama (IGR) descrito abaixo de acordo com Nery (2004).

$$IGR = \frac{GR_{Lido} - GR_{Mínimo}}{GR_{Máximo} - GR_{Mínimo}}, \quad (4.1)$$

onde GR_{Lido} é o valor lido para formação estudada. Através do valor encontrado para IGR pode-se calcular a argilosidade, expressa a seguir conforme Steiber (1970):

$$V_{sh} = \frac{IGR}{A - (A - 1)IGR}, \quad (4.2)$$

sendo A um fator relacionado à idade da rocha em questão. Para rochas do Terciário esse fator é igual a 3 e para rochas mais antigas, 2 (NERY, 2004).

De acordo com Larionov (1969), a argilosidade de rochas do Terciário e rochas mais antigas pode ser obtida pelas seguintes equações, respectivamente:

$$V_{sh} = 0,083(2^{3,7 \cdot IGR} - 1), \quad (4.3)$$

e

$$V_{sh} = 0,33(2^{2 \cdot IGR} - 1). \quad (4.4)$$

Ainda, segundo Clavier (1971), a argilosidade pode ser também calculada através de:

$$V_{sh} = 1,7 - [(3,38 - (IGR + 0,7))^2]^{1/2}. \quad (4.5)$$

4.2-PERFIL DE DENSIDADE (RHOB)

O perfil de densidade registra continuamente os valores de densidade efetiva das formações através do bombardeio das camadas de rochas por feixes de raios gama. Estes são gerados artificialmente por uma fonte contendo os elementos Cobalto (^{60}Co) ou Césio (^{137}Cs). Como mencionado no tópico anterior, a interação dos fótons de raios gama com os elétrons pode dar-se de três formas: por Efeito Compton, por Efeito de Produção Par e, por último, por Efeito Fotoelétrico.

As fontes de ^{137}Cs e ^{60}Co geram fótons de raios gama com nível médio de energia e a interação preferencial entres esses e as rochas é dada por Efeito Compton. A radiação gama colide com os elétrons das formações sucessivas vezes e é atenuada, ora por absorção ora por dispersão. O número de colisões e, conseqüentemente, a intensidade dessa atenuação estão, de acordo com Kearey *et al.* (2009), relacionados ao número de elétrons presentes por unidade de volume do material. Esta quantidade é função da densidade da rocha e é denominada de índice de densidade de elétrons.

Kearey *et al.* (2009) afirmam ainda que o valor da densidade (expressa geralmente em g/cm^3) será estimado a partir da fração de radiação gama que retorna para o detector. Em formações densas, o grau de atenuação é bastante elevado e poucos raios gama são detectados pelas ferramentas, todavia se a densidade da formação for baixa a radiação verificada será maior.

Diversos fatores influenciam a variação da densidade das rochas, tais como: idade, compactação, porosidade, composição mineralógica, entre outros. Rochas mais antigas

costumam ser mais densas, assim como as mais compactadas. O aumento da porosidade geralmente acarreta diminuição da densidade.

Os perfis de densidade podem ser empregados tanto para estudos quantitativos quanto para qualitativos. Ao exemplo do primeiro caso tem-se o cálculo dos valores de impedância acústica de camadas adjacentes (realizado juntamente com o perfil sônico) e a estimativa dos valores de porosidade, os quais são obtidos a partir da densidade da formação, da densidade da matriz e da densidade dos fluidos (Nery, 2004).

$$\rho_b = \phi \cdot \rho_f + (1 - \phi) \cdot \rho_m , \quad (4.6)$$

ou

$$\phi = \frac{\rho_m - \rho_b}{\rho_m - \rho_f} . \quad (4.7)$$

Onde ϕ é a porosidade total encontrada, ρ_b é a densidade registrada para a formação, ρ_f é a densidade do fluido e ρ_m é a densidade da matriz.

O perfil de densidade pode ser utilizado qualitativamente para obtenção de informações sobre a litologia das formações, como por exemplo, a identificação de possíveis minerais presentes.

4.3- PERFIL NEUTRÔNICO

O perfil neutrônico, diferente do perfil de raios gama, registra a radioatividade artificial das formações. Para tal, os elementos presentes nas rochas são bombardeados por nêutrons que possuem certa quantidade de substâncias radioativas (Berílio e Plutônio, por exemplo) e raios gama são emitidos.

“Os nêutrons são partículas subatômicas que não possuem carga elétrica, mas que possuem massa essencialmente equivalente ao núcleo de Hidrogênio” (RIDER, 2002). Os mesmos passam por duas fases principais durante a trajetória entre a fonte e sua captura, que são: colisão e absorção. De acordo com Rider (2002) a colisão ocorre principalmente em estados de alta energia, enquanto a absorção se dá durante períodos de baixa energia.

Após o choque entre um nêutron e o núcleo de um elemento em repouso, o primeiro desvia-se de sua trajetória original e cede ao segundo parte de sua energia cinética. O núcleo que, por sua vez, encontrava-se inerte agora é deslocado de sua direção preliminar por um ângulo definido. A cada colisão decorrente, o nêutron perde parte de sua energia anterior e, segundo Nery (2004), esta perda é consequência da energia inicial do nêutron, do ângulo de

choque e da massa do núcleo atingido. Como abordado anteriormente, a massa de um nêutron e de um núcleo de Hidrogênio é igual e, por isso, colisões deste tipo resultam em altas perdas de energia.

Os nêutrons percorrem distâncias cada vez menores depois de sucessivas colisões e a zona mais afastada da fonte é aquela que contém os nêutrons denominados termais, os quais possuem nível energético de aproximadamente 0,025 eV. Quando um nêutron termal é incorporado ao núcleo de um elemento durante o processo de captura, parte de sua massa é convertida em energia adicional para o núcleo e este é estimulado respondendo com a liberação de raios gama.

A radiação gama emitida colidirá com um cintilômetro e a intensidade dessa dependerá da distância percorrida entre o ponto de captura do nêutron e o equipamento citado. Segundo Kearey *et al.* (2009) essa distância é consequência da concentração de íons de Hidrogênio, quanto maior a quantidade desses íons mais próximo a parede do poço será a captura de nêutrons e mais intensa será a radiação.

O perfil neutrônico registra o índice de Hidrogênio presente nas camadas sedimentares e fornece informações sobre a porosidade, já que esse elemento está contido nas moléculas dos fluidos que preenchem os poros das rochas (a exemplo da água e dos hidrocarbonetos). A interpretação desse perfil em conjunto com o perfil de densidade é de extrema importância para avaliação do conteúdo argiloso de uma formação, assim como para a identificação de áreas em que hidrocarbonetos leves estão presentes.

Rochas com alto teor de argila possuem grande quantidade de água adsorvida e, por isso, são verificados valores elevados para porosidade no perfil neutrônico. Todavia, no perfil de densidade esse comportamento não é observado. Sendo assim, a análise simultânea dos dois perfis permite que seja realizada uma estimativa para o denominado ponto de folhelho.

Quanto mais leve for o fluido presente na rocha, menor a quantidade de Hidrogênio, portanto, o gás apresenta quantidade desse elemento reduzida se comparada, por exemplo, à água e ao óleo. Em zonas onde haja hidrocarbonetos leves serão registrados valores menores no perfil neutrônico e maiores no perfil de densidade.

4.4-PERFIL DE POTENCIAL ESPONTÂNEO (SP)

Os perfis de potencial espontâneo registram as diferenças de potenciais entre eletrodos localizados em superfície e eletrodos situados dentro o poço. De acordo com Rider (2002), os fatores necessários para que essas diferenças de potencial eletroquímico sejam causadas são: a

presença de um fluido condutor no furo de sondagem, a existência de uma camada porosa e permeável circundada por uma formação de caráter impermeável e, por último, as diferenças de salinidade existentes entre o fluido de perfuração e o fluido de formação.

De forma a compreender melhor o que ocorre nas medições realizadas por este tipo de perfil é necessário entender a interação entre os fluidos de perfuração (lama) e de formação. Nery (2004) afirma que o fluido de perfuração deveria estar condicionado para que sua pressão hidrostática fosse igual a pressão dentro das camadas. Entretanto, os fluidos presentes nos poros das rochas efetuam uma pressão contrária semelhante ao peso da coluna líquida e, por isso, são utilizados fluidos de perfuração com um peso superior ao das formações. Por conseguinte, a diferença de pressão estabelecida entre os dois fluidos acarreta o processo denominado de invasão.

A infiltração do fluido acontece quando a parte líquida deste, chamada de filtrado, penetra nas camadas de rochas através dos poros ou fraturas presentes. Simultaneamente à invasão, outro processo é observado e está relacionado à porção sólida do lama de perfuração, que se acumula nas paredes do poço, impermeabilizando-as e criando o reboco. À medida que a broca atinge uma camada permeável e porosa, há invasão do filtrado e geração do reboco. A espessura do reboco criado é variável, pois enquanto a perfuração estiver ocorrendo, o mesmo será reduzido por processos de raspagem feitas pela ferramenta e, conseqüentemente, novas invasões ocorrerão.

Kearey *et al.* (2009) ressaltam que o efeito de potencial espontâneo é decorrente do movimento, com diferentes velocidades, dos íons existentes em dois fluidos distintos. Este processo eletroquímico se pronuncia, por exemplo, no contato entre arenitos e folhelhos. No primeiro tipo de rocha citado a invasão ocorre em maior proporção e, por isso, no limite entre as litologias mencionadas pode-se observar a mistura entre o filtrado presente arenitos e o fluido com salinidade distinta localizado nos folhelhos.

A figura 4.4 esquematiza como a invasão dos fluidos ocorre dentro das paredes de um poço. O raio de infiltração é delimitado por meio de zonas denominadas lavada, transicional e virgem. De acordo com Nery (2004) na primeira região o fluido interporoso é deslocado pelo filtrado, entretanto, o fluido original não é necessariamente substituído por completo. Na zona transicional, os fluidos existentes (filtrado, gás, óleo, água de formação) estão misturados e, na última zona não há invasão do fluido de perfuração, ou seja, os fluidos das rochas estão presentes em suas proporções originais.

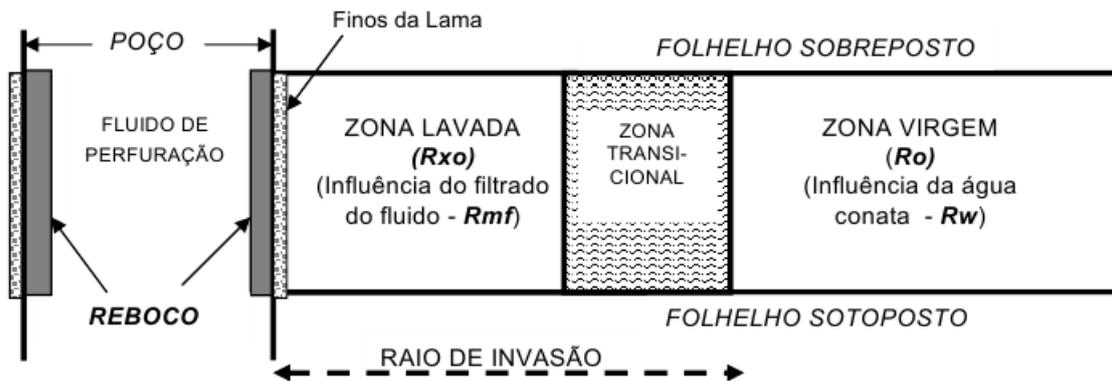


Figura 4.4- Modelo para a distribuição de zonas de acordo com o raio de invasão do fluido de perfuração. Fonte: Nery (2004).

Os perfis de potencial espontâneo são empregados na maioria das vezes em conjunto com os de raios gama e, segundo Kearey *et al.* (2009), os perfis SP podem ser utilizados na identificação dos limites entre horizontes de folhelho e camadas mais porosas. Um exemplo é distinção entre arenitos e folhelhos, já que nos registros efetuados por esta ferramenta são observadas anomalias negativas para a primeira litologia em comparação à segunda. Outra aplicabilidade deste perfil é o estudo de valores da resistividade da água de formação (R_w).

Leitura do perfil SP

O primeiro passo para a interpretação do perfil de Potencial Espontâneo é definir a Linha Base de Folhelho (LBF), assim como realizado para o perfil de Raios Gama. Na presença de folhelhos ou rochas impermeáveis (onde não ocorre invasão do filtrado), o perfil SP tem um comportamento retilíneo e desta maneira a LBF pode ser identificada. É importante ressaltar que esta linha deve ser assinalada separadamente para cada tipo de formação analisada.

Por outro lado, a presença de rochas permeáveis (como arenitos) acarretará algumas deflexões na curva de perfil SP. Segundo Rider (2002), geralmente, essas deflexões serão negativas (para a esquerda) se a água de formação for mais salina que o filtrado, ou seja, se $R_w < R_{mf}$. Todavia, se o filtrado for mais salino que a água de formação o comportamento inverso é observado, isto é, $R_{mf} < R_w$.

De acordo com Nery (2004), com base no que foi supracitado e algumas informações provenientes do cabeçalho do poço, é possível o cálculo de R_w da seguinte maneira:

$$R_w = \frac{R_{mf}@FT}{10^{-SSP/K}}, \quad (4.8)$$

onde R_{mf} é geralmente expresso, no cabeçalho, em função da temperatura na superfície e deve ser corrigido para a temperatura na profundidade da formação de interesse. O cálculo do Potencial Espontâneo Estático ou SSP (máximo potencial que se desenvolve em um circuito lama/rocha/folhelho/lama) é realizado, de acordo com Nery (2004), com base na leitura da LBF no perfil e também na leitura da deflexão da curva na profundidade mais afastada de LBF.

Por último, K é uma constante que depende da temperatura verificada e pode ser calculada com as equações 4.9, para temperaturas expressas em graus Fahrenheit, e 4.10, para temperaturas em graus Centígrados.

$$K = 61 + 0,133FT, \quad (4.9)$$

e

$$K = 61 + 0,24FT. \quad (4.10)$$

4.5-PERFIL DE INDUÇÃO PROFUNDA (ILD)

Os perfis de resistividade ou condutividade fornecem registros a respeito das propriedades de uma formação e diversas configurações podem ser realizadas. No perfil ILD bobinas são utilizadas para criar um campo magnético e este é responsável pela geração de correntes elétricas nas rochas, cuja intensidade dependerá da distribuição da resistividade ou condutividade encontrada nas formações.

Segundo Kearey *et al.* (2009) os diferentes arranjos possíveis para levantamentos de cunho resistivo são utilizados para que informações em diferentes zonas ao redor do poço sejam obtidas. A importância do perfil ILD reside na possibilidade de averiguar a distribuição de resistividade na zona virgem, ou seja, local onde não há invasão do fluido de perfuração.

O conhecimento a respeito do caráter resistivo de uma formação auxilia na identificação dos fluidos presentes em um reservatório, assim como no cálculo de saturação de água (S_w), afirma Nery (2004). No que diz respeito ao estudo de fluidos, esta ferramenta indica valores altos de resistividade para hidrocarbonetos, medianos para água pura e valores baixos para salmouras.

5-ÁREA DE ESTUDO: BACIA DE CAMPOS

A Bacia de Campos situa-se na porção sudeste do Brasil, mais precisamente no litoral dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo, e possui uma área de aproximadamente 100 mil km² com uma batimetria de até 3.500 m. Seus limites são o Alto de Vitória, no estado do Espírito Santo, a norte e o Alto de Cabo Frio, localizado em Santos, a sul. A falha de Campos divide a bacia em dois segmentos, o primeiro (mais a leste) onde são evidenciados diversos domos salinos e o segundo (próximo à região oeste) que é representado por depósitos menos espessos de idade Terciária. Esta bacia é de suma importância para indústria petrolífera e corresponde a uma das mais importantes províncias de hidrocarbonetos do Brasil.

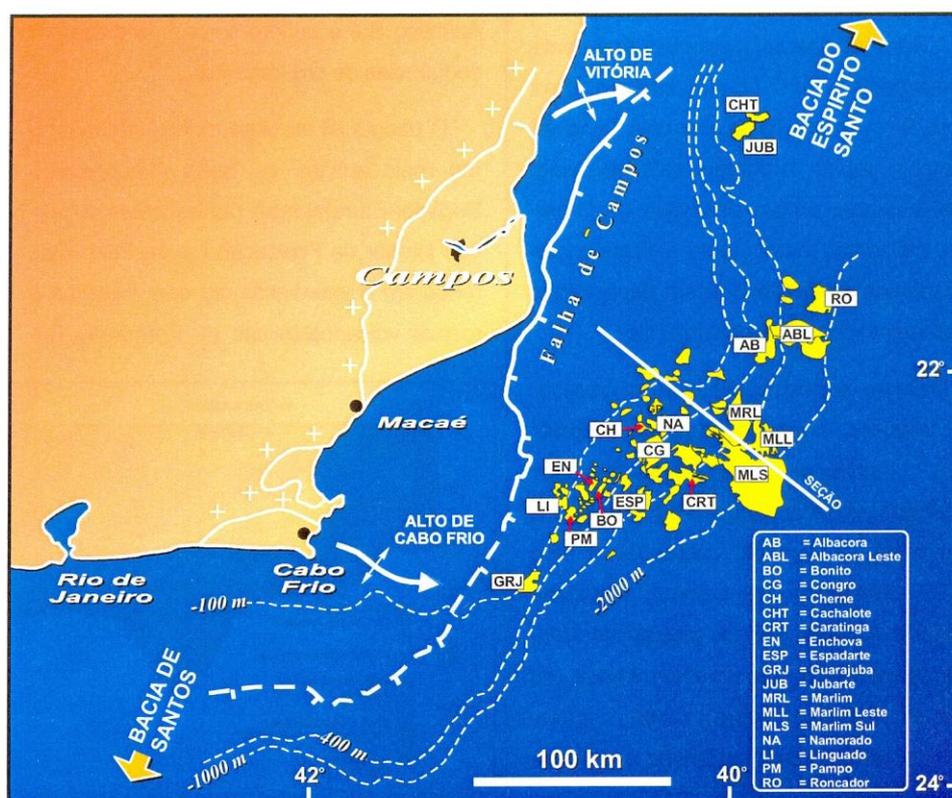


Figura 5.1- Localização da Bacia de Campos com a demonstração de seus principais limites e campos de petróleo. Fonte: Revista Phoenix, ano 6, número 75, maio de 2004.

A formação da Bacia de Campos está associada aos processos distensivos que acarretaram a separação dos continentes sul-americano e africano e posterior formação do Oceano Atlântico. De acordo com Cainelli e Mohriak (1999) a evolução sequencial do Atlântico Sul, em sua margem divergente, é marcada por cinco principais fases com diferentes padrões de tectônica e sedimentação. A primeira delas diz respeito ao início de um sistema

extensional, onde houve soerguimento da astenosfera e afinamento litosférico regionalmente distribuído. Este estágio é marcado por falhas incipientes, decorrentes na crosta superior, que controlam depocentros locais relacionados a uma sedimentação ampla e pouca espessa.

Com o aumento do estiramento litosférico, instalou-se a segunda fase na qual ocorreram extrusões de lavas basálticas e posteriores falhamentos que afetaram a crosta continental, formando assim, hemi-grábens. Estes foram preenchidos por sedimentos continentais lacustres de idade Neocomiana-Barremiana. O período seguinte iniciou-se quando o episódio de rifteamento foi encerrado e assinalou um novo aumento de extensão litosférica, evidenciado por grandes falhas que rotacionaram os blocos de rifte anteriormente formados.

A quarta fase foi caracterizada por episódios de magmatismo continental e oceânico, assim como por reativações de falhas e erosão dos blocos de rifte anteriormente formados. Uma grande discordância regional foi originada, segmentando os ambientes de deposição continental (lacustre e fluvial) de ambientes transicionais e marinhos. Segundo Henry e Brumbaugh (1995) sedimentos espessos de idade Aptiana podem ser registrados, em algumas bacias sedimentares, acima da discordância supracitada e abaixo da sequência evaporítica transicional.

Posteriormente à deposição salina no Aptiano iniciou-se uma sedimentação preponderantemente carbonática durante o Albiano. Já no Cenominiano, há um aumento na batimetria e as deposições carbonáticas se encerram dando lugar as acumulações de sedimentos provenientes de águas profundas de uma quinta fase.

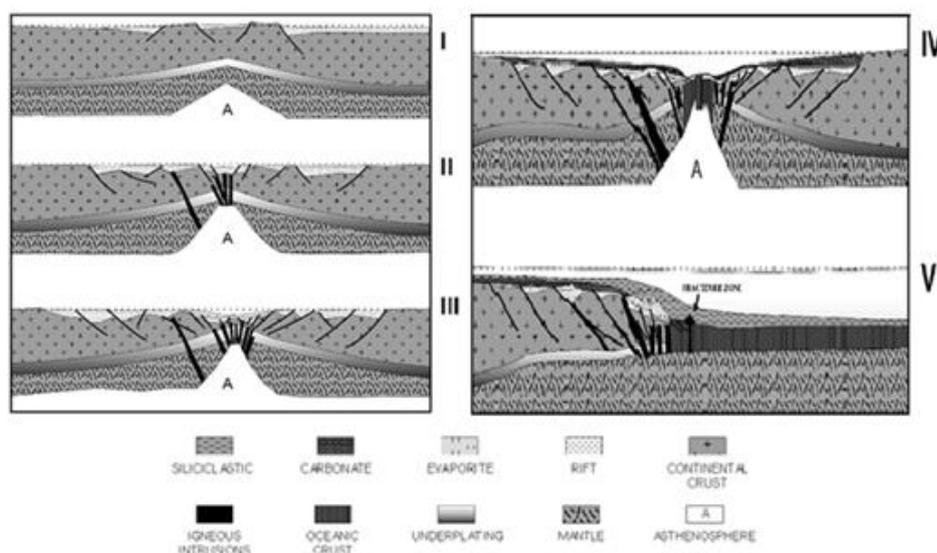


Figura 5.2- Modelo com as cinco principais fases da evolução do Atlântico Sul. Modificado de Cainelli e Mohriak (1999).

5.1-EVOLUÇÃO TECTONO-SEDIMENTAR DA BACIA DE CAMPOS

A Bacia de Campos é objeto de estudo para diversos pesquisadores e sua geologia foi descrita de maneira distinta no decorrer dos anos. O presente trabalho adotou a classificação feita por Winter *et al.* (2007) a respeito do desenvolvimento estratigráfico da bacia supracitada. Segundo esses autores, quatro pacotes principais podem ser identificados e são denominados: Formação Cabiúnas, Grupo Lagoa Feia, Grupo Macaé e Grupo Campos. As sequências mencionadas repousam sobre o embasamento cristalino pré-cambriano composto por gnaisses pertencentes à Província Proterozóica da Ribeira.

A evolução tectono-sedimentar das bacias da margem continental brasileira pode ser dividida em três megasequências de acordo com Grassi *et al.* (2004). A megasequência continental está relacionada à fase rift, a qual foi causada por movimentos divergentes entre as placas tectônicas Africana e Sul Americana durante o final do Jurássico e o do Cretáceo Inferior.

A segunda megasequência é transicional e diz respeito à passagem de uma sucessão continental associada ao rift para uma sequência marinha de fase drift. Por último instalou-se uma megasequência marinha, que pode ser dividida em Carbonática Nerítica Rasa, Hemipelágica, Transgressiva e Progradante.

Megasequência Continental

Este pacote, de idade Neocomiana, é composto por basaltos e rochas vulcanoclásticas da Formação Cabiúnas, assim como por uma abundante quantidade de sedimentos lacustres e flúvio-deltaicos pertencentes à porção inferior do Grupo Lagoa Feia. O Grupo Lagoa Feia é constituído pelas formações Itabapoana, Atafona, Coqueiros, Gargaú, Macabú e Retiro, sendo sua parte inferior representada pelas três primeiras formações citadas.

Os folhelhos ricos em matéria orgânica desse grupo são importantes rochas geradoras de petróleo na bacia e as coquinas (depósito de carapaças e pelecípodes associados a altos estruturais) representam expressivos reservatórios.

Megasequência Transicional

Esta megasequência é formada pela parte superior do Grupo Lagoa Feia (formações Itabapoana, Gargaú, Macabú e Retiro) e evidencia a passagem de ambientes continentais para

marinhos. É constituída por conglomerados e folhelhos, de idade Aptiana, sobrepostos por um espesso pacote de depósitos evaporíticos (Formação Retiro) do Neaptiano. Esses evaporitos (basicamente anidritas e halitas) representam uma ótima rocha selante para o sistema petrolífero presente. A intensa movimentação desses depósitos de sal afetou as rochas sobrejacentes criando diversas falhas lítricas.

Megasequência Marinha

A megasequência marinha compreende os sedimentos marinhos depositados sob um regime de subsidência térmica associada a tectonismo adiastrófico (WINTER *et al.*, 2007). Segundo Cainelli e Mohriak (1999), a mudança da megasequência transicional para a marinha se deu de forma gradacional, com algumas discordâncias regionais. Como já mencionado, a megasequência marinha é fragmentada nas sequências Carbonática Nerítica Rasa, Hemipelágica, Transgressiva e Progradante.

De acordo com Grassi *et al.* (2004) a primeira subdivisão, depositada durante o Eo e Mesoalbiano, é formada pelos calcarenitos e calcilutitos que constituem a base do grupo Macaé. A sucessão Hemipelágica (Neoalbiano e Eoturoniano) é representada pela porção superior do grupo Macaé e caracteriza-se pelo depósito de margas, calcilutitos, folhelhos da formação Outeiro e reservatórios turbidíticos do arenito Namorado. Os conglomerados e arenitos mal selecionados correspondentes à formação Goitacás também estão presentes. Um aspecto importante desta sequência é o aumento da coluna de água da bacia.

Grassi *et al.* (2004) afirmam que ambas as sequências Transgressiva e Progradante são formadas praticamente em plenitude pelos depósitos do grupo Campos. A primeira sucessão, depositada entre o Mesoturiano e o Eopaleoceno, foi originada durante o encerramento de uma fase de subsidência térmica e no decorrer de um período marcado pela elevação do nível do mar. Esta sequência é constituída por rochas silto-argilosas e arenitos turbidíticos. Já a sequência Progradante, cuja deposição se deu entre o Paleoceno e o Holoceno, é composta por sedimentos clásticos progradantes.

5.2-CAMPO DE NAMORADO

O Campo de Namorado está localizado na porção central/ norte da Bacia de Campos, a aproximadamente 80 km do litoral no estado do Rio de Janeiro sob lâminas de água variáveis de 110 a 250m. De acordo com Barboza *et al.* (2005) o Campo de Namorado é considerado o primeiro campo gigante encontrado nas bacias sedimentares brasileiras.

O Arenito Namorado, de idade Cenomaniana Inferior, é considerado o principal reservatório encontrado no campo e sua formação está associada à megasequência marinha transgressiva. Esse pacote sedimentar possui boa porosidade efetiva e é encontrado no topo do Grupo Macaé, sendo formado pelos arenitos arcoseanos turbidíticos da Formação Outeiro. Seus limites são os folhelhos e margas do Grupo Macaé na porção superior e os carbonatos, também provenientes do Grupo Macaé, na porção inferior.

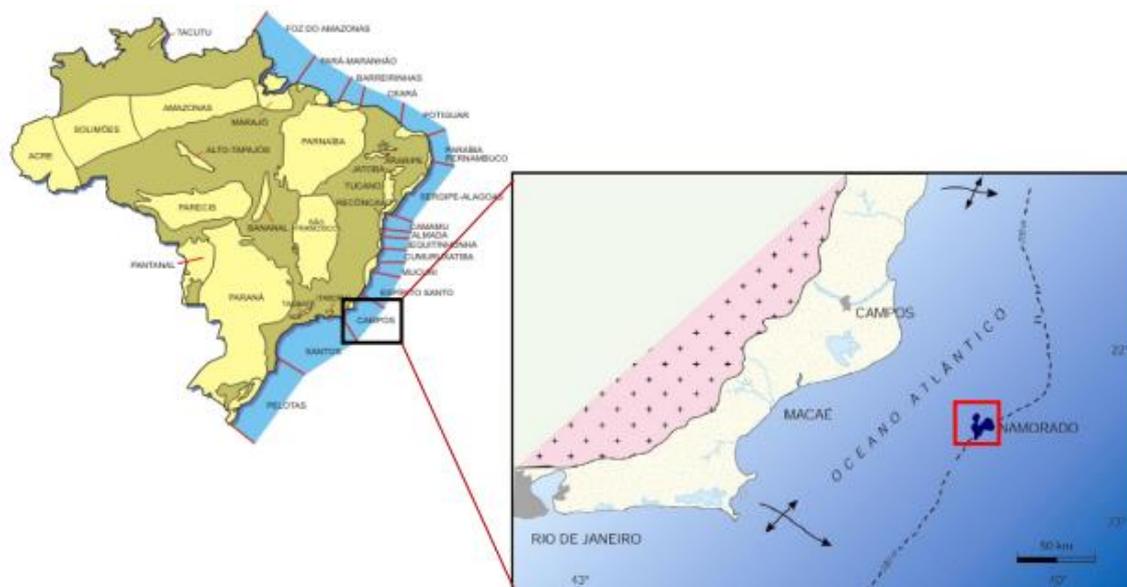


Figura 5.4- Mapa de localização do Campo de Namorado. Fonte: Rosa *et al.* (2011).

Segundo Cruz (2003), a tectônica halocinética da Bacia de Campos possui grande influência na sedimentação e, também, nos processos de migração e acumulação de hidrocarbonetos. Cruz (2003) afirma ainda que os corpos turbidíticos do Campo de Namorado encontram-se encaixados nos falhamentos causados pela instabilidade gravitacional de evaporitos e pela formação de diápiros de sal.

Barboza *et al.* (2005) reconhecem sete fácies sedimentares principais encontradas no Campo de Namorado: conglomerados e arenitos conglomeráticos, arenitos maciços e

estratificados, turbiditos de bouma em camadas espessas, turbiditos de bouma em camadas finas, conglomerados suportados pela matriz, escorregamentos e lamitos.

Cruz (2003) sintetiza as fácies mencionadas da seguinte forma:

Conglomerados e arenitos conglomeráticos (Fácies F_1)

A Fácies F_1 é equivalente aos depósitos residuais de canal ou escorregamentos gerados por correntes de turbidez de alta densidade. Esta sequência possui base erosiva, granodecrescência da base para o topo e é composta por microconglomerados poligenéticos, arenitos com seixos e matriz arenosa.

Arenitos maciços e estratificados (Fácies F_2)

A Fácies F_2 foi depositada por mecanismos de sedimentação instantânea e está associada a fluxo turbidítico de alta densidade. É formada por arenito arcoseano, bem selecionado e sem matriz argilosa, constituindo a principal rocha reservatório do Campo de Namorado.

Turbiditos de bouma em camadas espessas (Fácies F_3)

A Fácies F_3 está relacionado à fácies de canal e levee, sendo sua principal característica o intervalo de Bouma sobre os corpos mais grossos. É formada por areias médias com variações entre finas e grossas e dois padrões podem ser observados. O primeiro deles representa uma sequência de areias médias sem estrutura interna, que passam progressivamente para areias finas de alta corrente. Já o segundo, evidencia uma passagem brusca entre areias médias e os siltitos bioturbados. O mecanismo de deposição é caracterizado por corrente de turbidez com baixa densidade.

Turbiditos de bouma em camadas finas (Fácies F_4)

A Fácies F_4 representa um estágio avançado do sistema turbidítico e está associada a depósitos de transbordamento do canal e depósitos de *crevasse splay*. É formada por areais finas alternados aos corpos de argila laminados e bioturbados.

Conglomerados suportados pela matriz (Fácies F_5)

A Fácies F_5 é formada pelos depósitos de fluxo de detritos que estão localizados na parte basal do reservatório. Pode ser dividida em duas sub-fácies, a primeira delas é constituída por sedimentos carbonáticos de espessura variada que estão relacionados a depósitos por escorregamento (*slumps*). Sua matriz é composta de carbonatos provenientes da plataforma. Já a segunda possui sedimentos siliciclásticos (areia fina e média) e está relacionada a depósitos de fluxo de detritos.

Escorregamentos (Fácies F_6)

A Fácies F_6 possui como característica sedimentar principal as dobras, sendo elas convolutas ou atectônicas (geradas por escorregamentos). É composta por sedimentos finos, dentre eles: calcilutitos, margas, argilas e areias finas.

Lamitos (Fácies F_7)

A Fácies F_7 representa fácies de transbordamento e é formada por depósitos de lamitos que variam entre silte, argila, margas e calcilutitos com grande bioturbação.

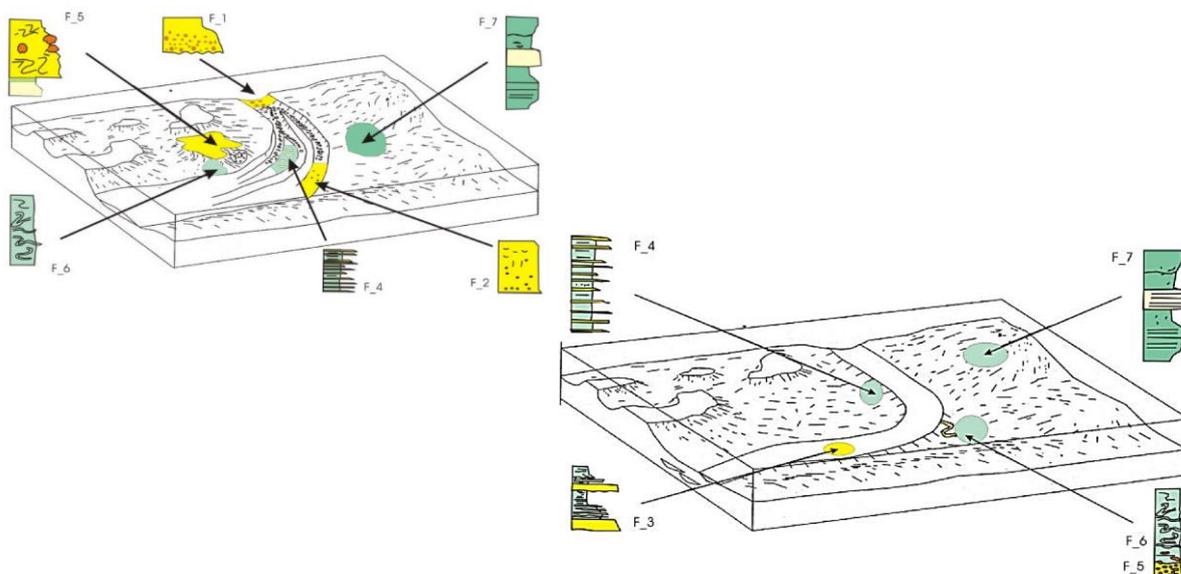


Figura 5.5-Representação das fácies do Campo de Namorado. Modificado de Cruz (2003).

5.2.1- Poço RJS-0019

O Campo de Namorado foi descoberto em 1975 através da perfuração do poço RJS-0019, com cota batimétrica de 166 m. Tendo em vista a importância que o poço supracitado representou para o início da exploração do Campo de Namorado serão utilizados, na presente pesquisa, os dados de perfilagem oriundos deste poço.

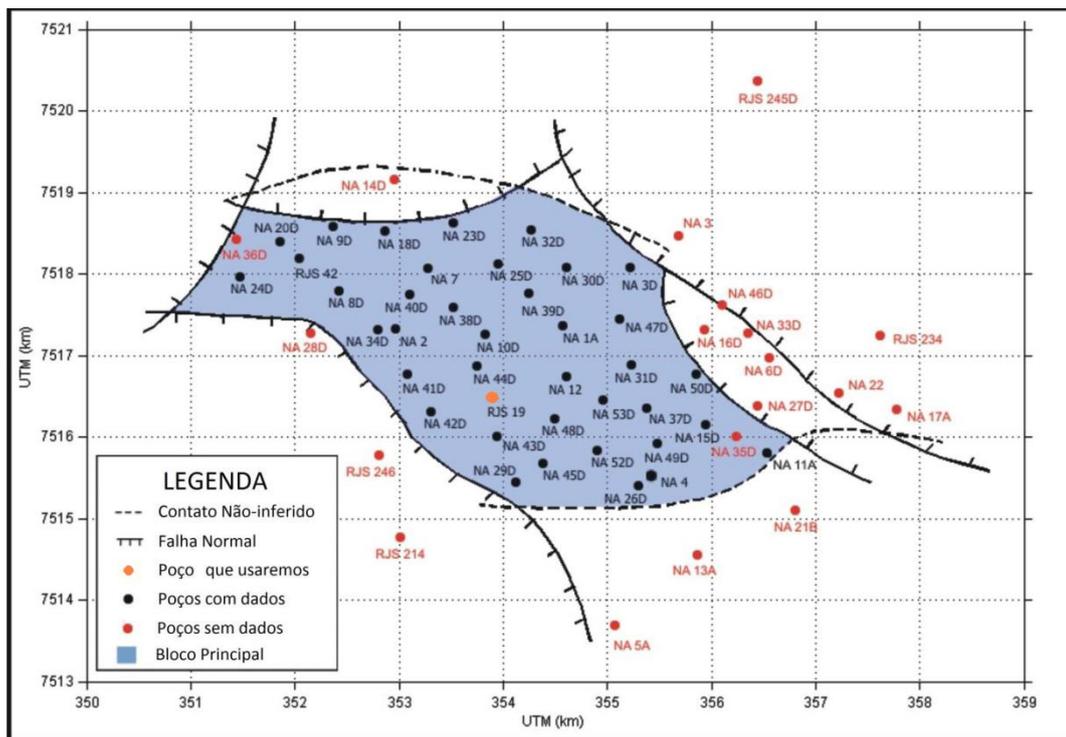


Figura 5.6- Mapa estrutural do Campo de Namorado com a localização e nome dos poços disponíveis. Em laranja encontra-se o poço RJS-0019. Modificado de Augusto (2009).

6-METODOLOGIA

O presente trabalho trata de um estudo numérico acerca da estimativa de saturação de água conata. A metodologia proposta para que o objetivo desta pesquisa fosse alcançado consistiu em interpretar perfis geofísicos, assim como utilizar as fórmulas empíricas existentes para análise de água conata em reservatórios clásticos. Foram utilizados ao todo cinco perfis: Cáliper (CALI), Raios gama (GR), Densidade (RHOB), Neutrônico (NPHI) e Indução profunda (ILD). Como citado anteriormente, os dados disponíveis para a pesquisa são oriundos do poço RJS-0019, situado na Bacia de Campos.

Dentre os procedimentos envolvidos no estudo encontra-se o cálculo de propriedades como a argilosidade, porosidade e resistividades da rocha, da água de formação e do folhelho, baseado nos registros gerados pela perfilagem. Os resultados obtidos foram então aplicados na equação de Archie e nas equações de Archie modificadas e, posteriormente, foi estimada a saturação de água conata para a área de estudo.



Figura 6.1- Fluxo da metodologia da pesquisa.

7-DESENVOLVIMENTO E RESULTADOS

Os dados de perfilagem do poço RJS-0019 foram carregados no formato *.las* para o software *Petrel* e, a partir da criação de um novo projeto, foi possível dar início a interpretação. Para o controle de qualidade do estudo foi utilizado o perfil Cáliper (CALI), o qual não foi abordado anteriormente neste trabalho e que será brevemente descrito a seguir. Todos os perfis utilizados foram visualizados a princípio em uma *Well Section Window* e as primeiras informações necessárias para o estudo foram obtidas.

Além do software *Petrel* também foi utilizado o *MATLAB* para o cálculo de algumas propriedades petrofísicas e visualização final das mesmas.

7.1- CONTROLE DE QUALIDADE

A correta interpretação de perfis de poços envolve uma análise preliminar da qualidade dos perfis, de modo que sejam extraídas apenas informações confiáveis. Nesse sentido o perfil Cáliper (CALI) possui um papel relevante, pois através deste é possível identificar zonas onde ocorreram possíveis arrombamentos e invasões.

O perfil Cáliper fornece informações sobre o diâmetro do poço de acordo com a profundidade. O aumento na leitura deste perfil indica um possível desmoronamento, onde ocorrem desintegração e dissolução da rocha, seja pela ação da ferramenta utilizada para perfurar ou pela circulação da lama (RIDER, 2002). Já a diminuição do mesmo indica acúmulo de reboco (parte sólida da lama de perfuração) na parede do poço.

A figura 7.1 ilustra um exemplo de desmoronamento que ocorreu aproximadamente a partir de 3080 metros do poço. De maneira a aumentar a credibilidade deste estudo, foram desprezados os resultados tanto qualitativos como quantitativos obtidos a partir desta profundidade.

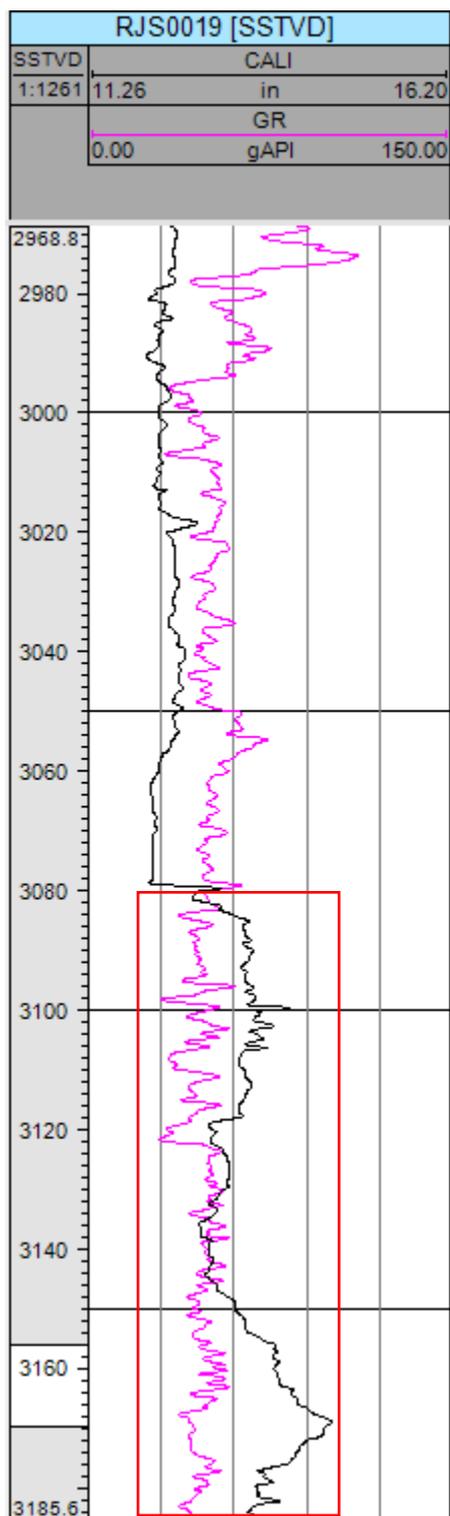


Figura 7.1- Exemplo de desmoronamento visualizado através do perfil de Cáliper (CALI).

7.2- INTERPRETAÇÃO QUALITATIVA

Após o controle de qualidade foi possível dar início a interpretação dos perfis. A análise qualitativa incluiu a identificação de possíveis zonas com potencial para reservatório, a avaliação dos valores máximos e mínimos do perfil de Raios Gama, a comparação entre as curvas do perfil de Densidade e Neutrônico e, por último, a verificação dos intervalos de resistividade.

A curva de Raios Gama foi visualizada a princípio e, como já mencionado, valores mais altos são esperados para rochas ricas em argilo-minerais (a exemplo dos folhelhos), enquanto rochas não argilosas (como arenitos) costumam apresentar valores inferiores. Todavia, cabe enfatizar a presença de arenitos arcoseanos no Campo de Namorado, sendo estes por vezes responsáveis pela presença de picos no perfil. Isto posto, todos os perfis (Raios Gama, Densidade, Neutrônico e Resistividade) foram estudados em conjunto fornecendo assim um maior esclarecimento e subtraindo futuros equívocos.

Os perfis de Densidade e Neutrônico foram visualizados em um mesmo *track* e a técnica de *crossover* ou superposição foi utilizada. Através desta estratégia, em geral, é possível identificar três comportamentos distintos por meio da separação entre as duas curvas.

Na presença de folhelhos são observados valores mais elevados para o perfil Neutrônico ($\phi_N > \phi_D$). Por outro lado, um caráter diferenciado é verificado para camadas portadoras de hidrocarbonetos leves, onde os valores encontrados para o perfil de Densidade são superiores ($\phi_N < \phi_D$). Finalmente, intervalos com água ou óleo não são facilmente distinguidos e por isso é importante observar o perfil de Resistividade (ILD) conjuntamente. Segundo Contreras e Castro (2012) os fluidos, em geral, obedecem aos seguintes valores de resistividade padrão: 0.000000001 a 2 ohm.m para água salgada; 1 a 10 ohm.m para água doce, 50 a 150 ohm.m para óleo; e 150 a valores maiores que 1500 ohm.m para gás.

No intervalo de aproximadamente 3060 a 3075 m são evidenciados valores próximos a 50 API para o perfil de Raios Gama. Já as curvas de Neutrônico e Densidade, por sua vez, estão levemente separadas, sendo observados valores maiores para o perfil de Densidade, o que caracteriza a provável presença de água ou óleo. Para as profundidades mencionadas, a resistividade é alta (atinge o valor máximo de 70 ohm.m), se destacando dos valores das camadas sobre e sotopostas e, por conseguinte, o intervalo analisado foi interpretado como um reservatório portador de óleo.

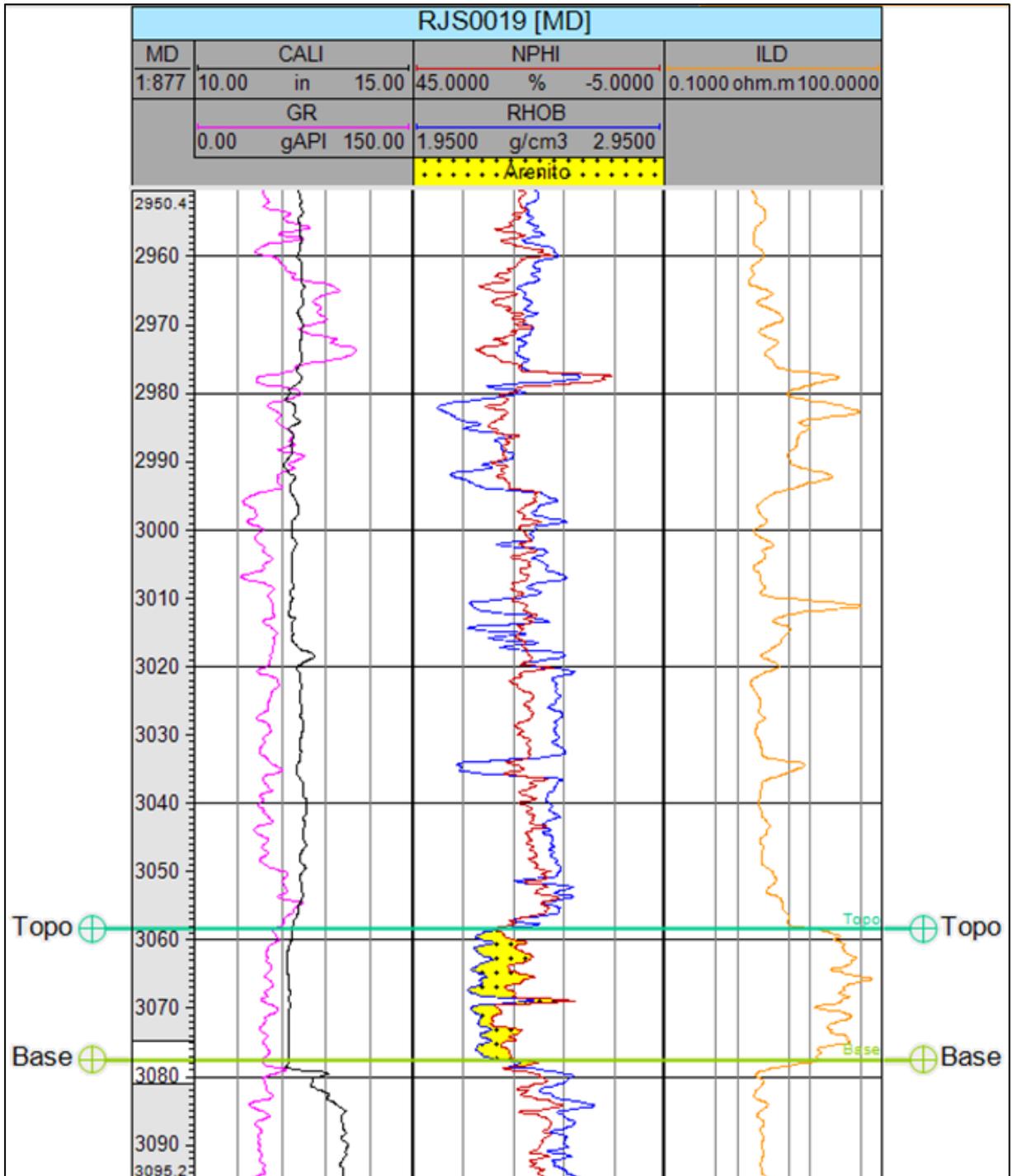


Figura 7.2- Localização do reservatório, com identificação de topo e base.

7.3- INTERPRETAÇÃO QUANTITATIVA

A primeira etapa da interpretação quantitativa consistiu em estimar os parâmetros necessários para as equações de S_w , através dos perfis de Raios Gama, Densidade, Nêutron e ILD. Com os valores de argilosidade (V_{sh}), porosidade total (ϕ) e resistividades (R_t, R_w, R_{sh}), as saturações de água e, posteriormente, de hidrocarboneto foram obtidas para o intervalo do reservatório.

7.3.1- Estimativa da argilosidade (V_{sh})

Como abordado no capítulo 4 o cálculo do volume de argila requer às leituras máxima e mínima do perfil de Raios Gama e por meio destas é possível encontrar o Índice de Raios Gama –IGR (equação 4.1). O valor máximo lido foi igual a 110,7 API, enquanto o mínimo, 29 API.

A estimativa de argilosidade foi obtida através das três equações anteriormente abordadas (4.2, 4.3 e 4.5) e embora se tenha alcançado resultados similares, optou-se por utilizar os obtidos pela relação de Larionov (1969). O intervalo do reservatório não apresentou valores elevados para a argilosidade, sendo a média encontrada para V_{sh} utilizando Larionov (1969) igual a 8%.

A figura 7.3 ilustra a argilosidade calculada para os dados do poço RJS-0019 por meio das três relações distintas- Larionov (1969), Clavier (1971) e Steiber (1970)- e a comparação destas com uma relação linear, onde os resultados encontrados seriam idênticos a IGR. É possível identificar que V_{sh} segundo Steiber (1970) e Clavier (1971) originam resultados mais próximos à relação linear e valores superestimados se comparados a Larionov (1969).

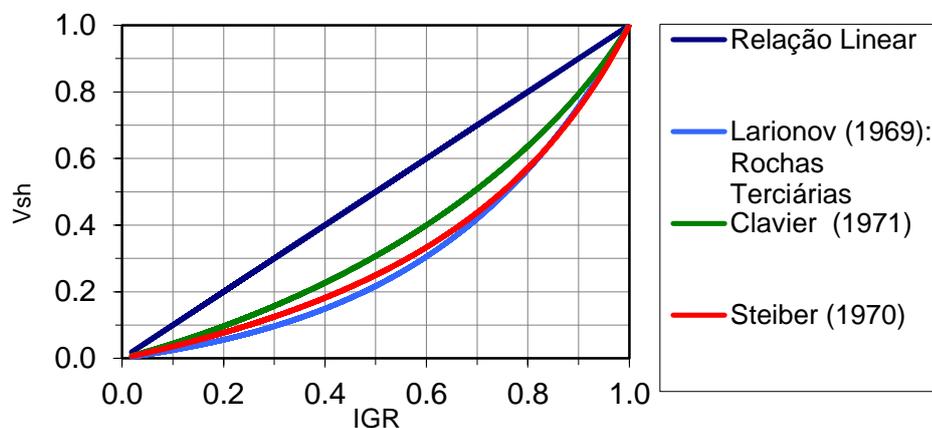


Figura 7.3- Comparação das relações de Larionov (1969), Clavier(1971) e Steiber(1970) para o cálculo de V_{sh} .

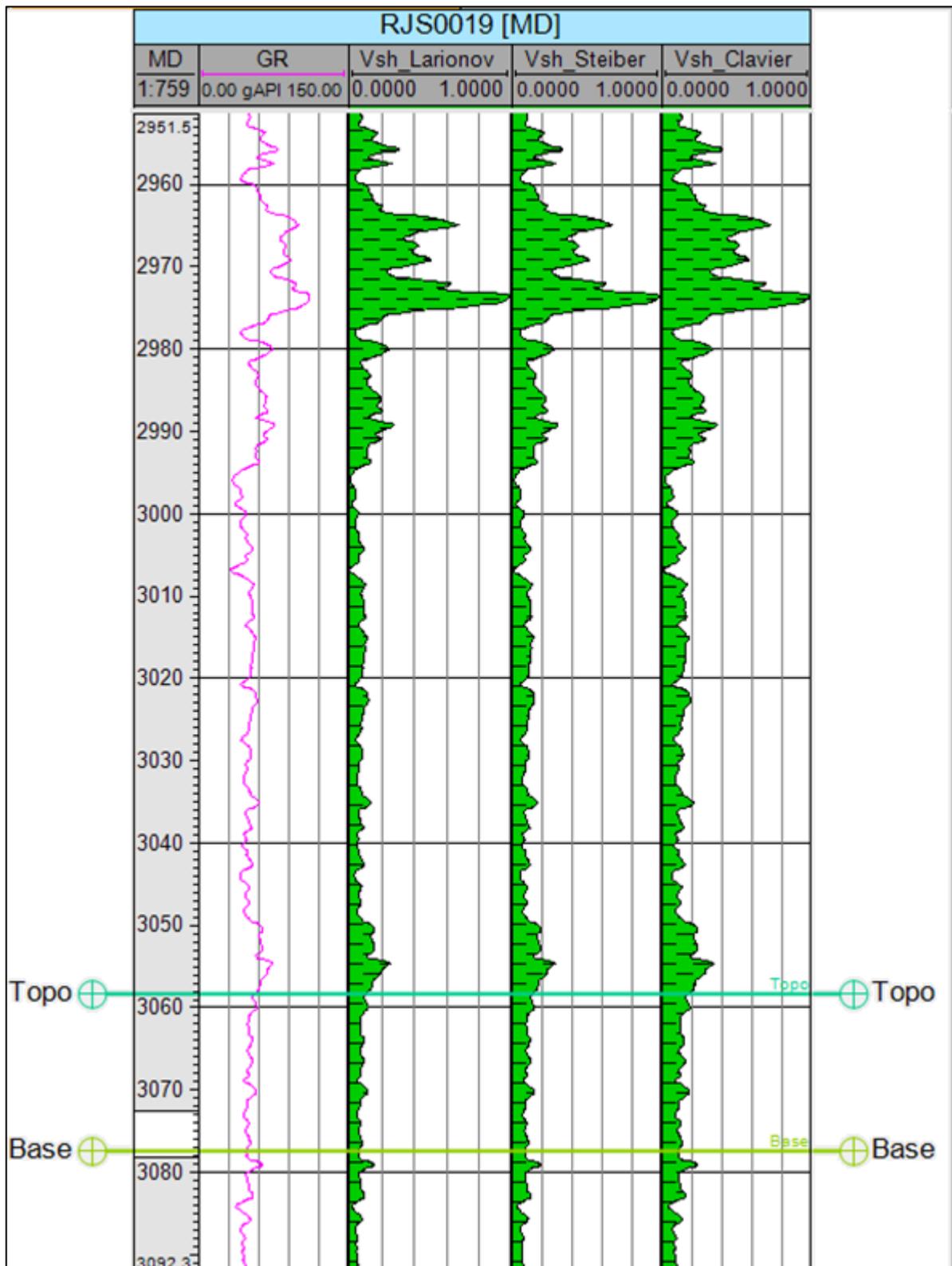


Figura 7.4- Perfil de Raios Gama e os resultados para estimativa de argilosidade calculados através das relações de Larionov (1969), Clavier(1971) e Steiber(1970).

7.3.2- Estimativa da porosidade total (ϕ)

A porosidade total foi obtida com auxílio do perfil de Densidade (RHOB) e da equação 4.7. Os valores lidos pelo perfil são representados por ρ_b na equação mencionada, já ρ_m é o valor da densidade da matriz e ρ_f é a densidade do fluido.

Segundo Darling (2005), para arenitos, ρ_m costuma variar entre 2,65 e 2,67 g/cm³ e, no presente trabalho foi adotado o valor 2,65 g/cm³ para densidade da matriz. A densidade do fluido depende do tipo de lama de perfuração utilizada e, de acordo com Nery (2013), é considerada igual 1 g/cm³ para filtrado de água doce e, igual a 1,10g/cm³, para fluidos salinos. Para esta pesquisa ρ_f é igual a 1,10g/cm³.

A figura 7.5 mostra os resultados obtidos para o cálculo de porosidade. O reservatório apresentou em média porosidade igual a 27%, o que constitui uma ótima característica petrofísica.

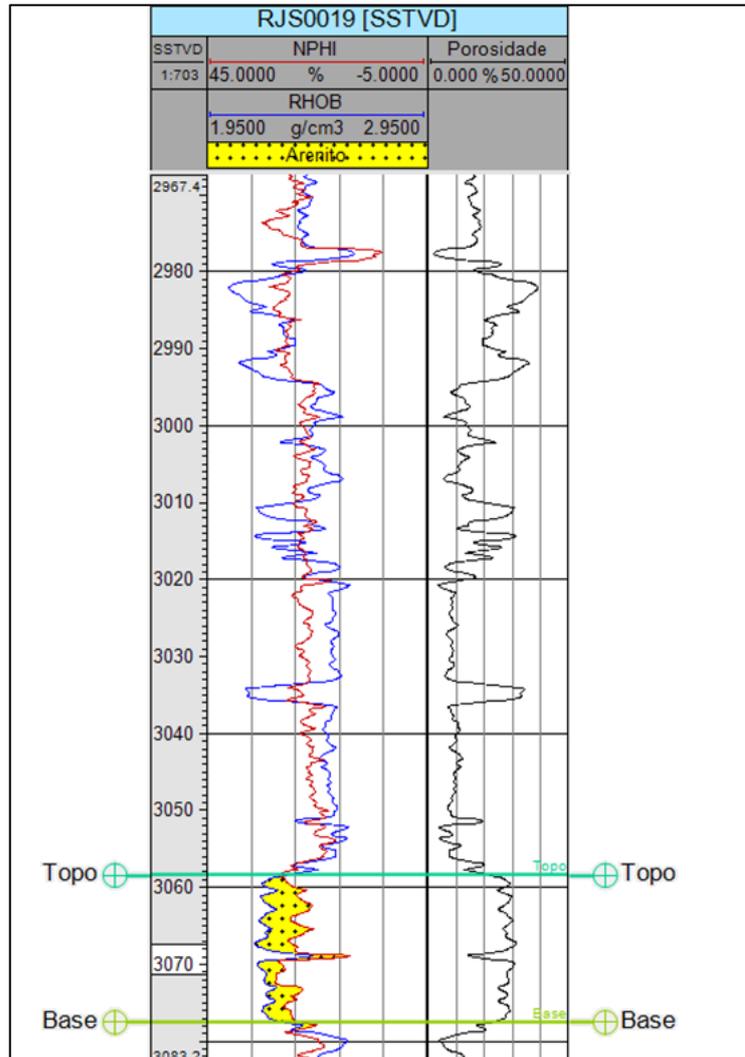


Figura 7.5- Perfis de Nêutron (NPHI), Densidade (RHOB) e Porosidade total calculada.

7.3.3- Estimativa de resistividade

Os valores de resistividade total (R_t), para cada profundidade analisada, são fornecidos pelo perfil ILD, já R_w e R_{sh} são valores constantes, explicados separadamente a seguir.

Estimativa de R_w

Os procedimentos mais utilizados para o cálculo de R_w envolvem a utilização de análises laboratoriais ou a aplicação do perfil de Potencial Espontâneo, como descrito no tópico 4.4. A ausência de dados de laboratório exclui a possibilidade do cálculo de R_w por meio da primeira opção e, a lama utilizada para a perfuração do poço possui salinidade alta, o que acarretaria um curto circuito dentro do poço e impediria o registro do perfil de SP.

Devido à problemática exposta, foi adotada para este trabalho a técnica de *Pickett Plot* para estimativa de R_w . Este método foi introduzido por Pickett (1966) e consiste em um gráfico com escala logarítmica para ambos os eixos, sendo o eixo x representado pelos valores de resistividade total (R_t) e o eixo y representado pela porosidade (ϕ). A porosidade utilizada pode ser oriunda de um perfil Sônico, perfil de Nêutron ou pelo perfil de Densidade, como adotado nesta pesquisa.

Inicialmente foi utilizado o valor para a resistividade da água conata (R_w) igual a 0,012 ohm.m, como estimado por Souza *et al.* (2005) utilizando o mesmo procedimento para o Campo de Namorado e pode-se perceber que este valor se ajustou corretamente para os dados do poço RJS-0019.

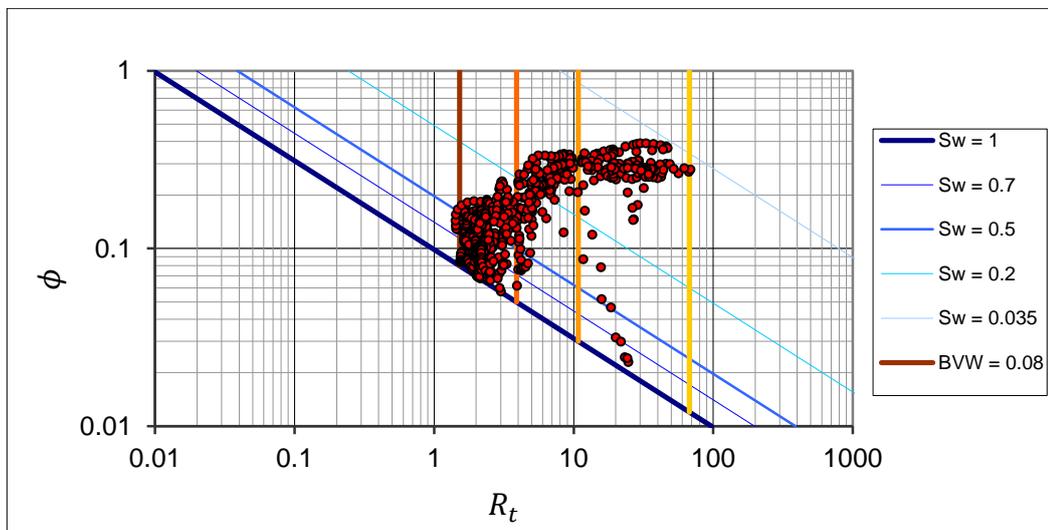


Figura 7.6- *Pickett Plot* com Volume total de água (*Bulk Volume Water- BVW*).

Estimativa de R_{sh}

A estimativa do valor de R_{sh} foi obtida pela leitura da resistividade (R_t) no ponto de folhelho, ou seja, no ponto onde a diferença entre a porosidade fornecida pelo perfil de Nêutrons e a porosidade calculada pelo perfil de Densidade ($\phi_N - \phi_D$) é máxima. Os valores lidos para profundidade do ponto de folhelho e para R_{sh} foram iguais a 3021 m e 2,498 ohm.m, respectivamente.

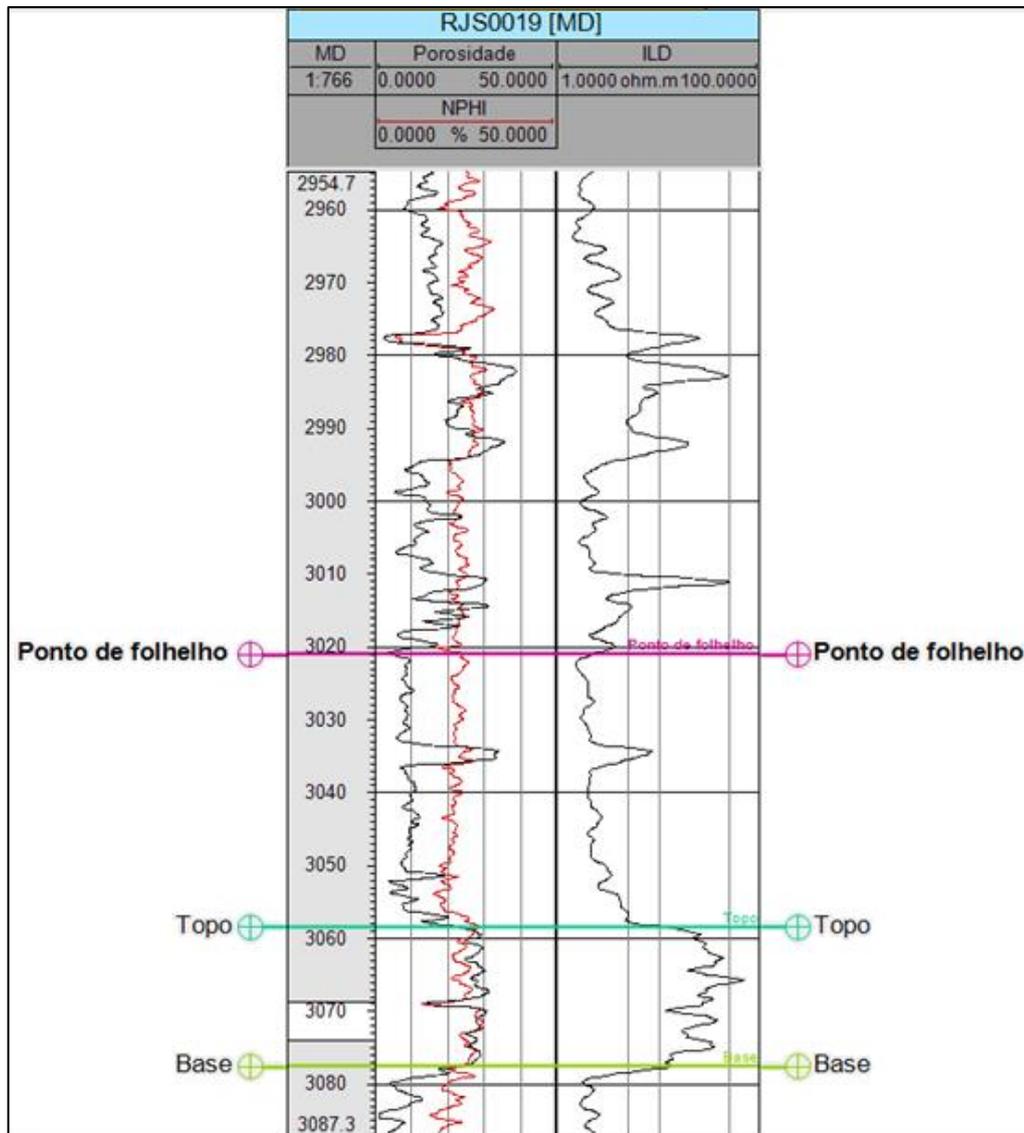


Figura 7.7- Identificação do ponto de folhelho e de R_{sh} .

7.3.4-Estimativa da saturação de água

Tendo em mãos os parâmetros calculados anteriormente foi possível iniciar a estimativa de saturação de água com base na equação de Archie (equação 3.13) e nas equações modificadas de Archie (equações 3.19, 3.21 e 3.23). Foram considerados para o coeficiente litológico, para o coeficiente de cimentação e para o expoente de saturação os valores 0,81, 2 e 2, respectivamente.

Os resultados para a estimativa de saturação de água utilizando a equação de Archie estão representados na figura 7.8, já a figura 7.9 mostra os valores de saturação de água estimados para as três equações modificadas utilizadas (Simandoux em azul, Nigéria em vermelho e Indonésia em rosa). É notória a grande semelhança observada para todas as relações. A média encontrada para S_w por meio da relação de Archie foi de 7,5%, para Simandoux (1963) foi igual a 6%, já para a equação Nigéria foi encontrado 8% e por último, para a equação Indonésia, o valor de 7,5% foi obtido.

O reservatório analisado apresentou conteúdo de argila (V_{sh}) abaixo de 10% e, portanto, é esperado que os resultados de saturação de água obtidos tanto para a equação de Archie como para as equações modificadas apresentem valores próximos.

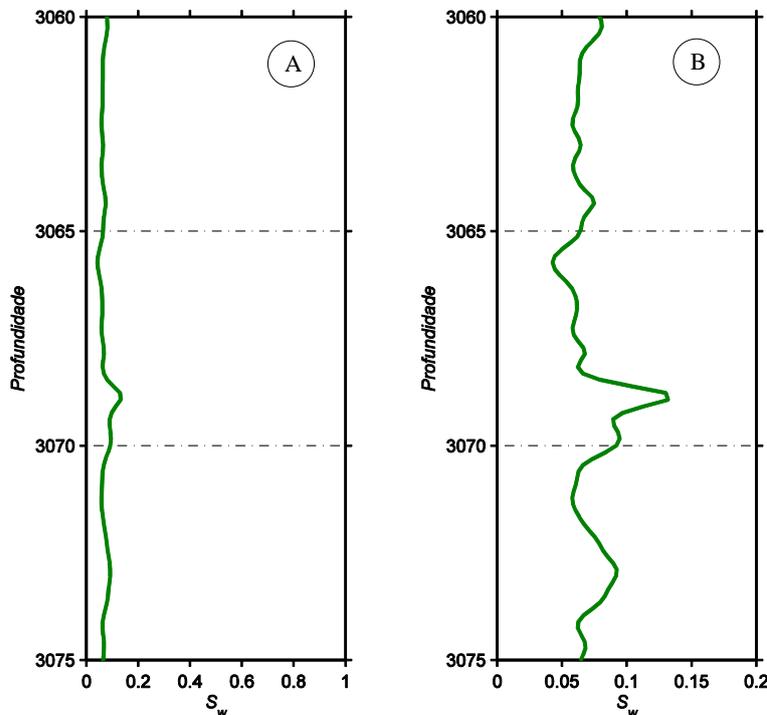


Figura 7.8- (A) Estimativa de S_w para o intervalo do reservatório utilizando a equação de Archie. (B) Estimativa de saturação de água para o intervalo do reservatório, destacando o intervalo de 0 a 0,2 para S_w .

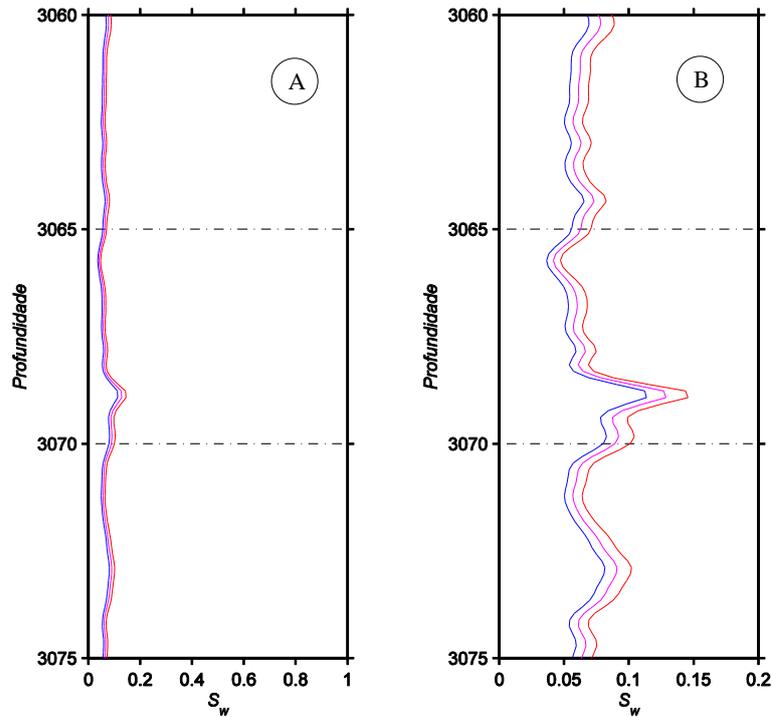


Figura 7.9- (A) Estimativa de S_w para o intervalo do reservatório utilizando as equações Simandoux (em azul), Nigéria (em vermelho) e Indonésia (em rosa). (B) Estimativa de saturação de água para o intervalo do reservatório, destacando o intervalo de 0 a 0,2 para S_w .

Os gráficos a seguir (figuras 7.10 a 7.13) mostram a saturação de água (calculada para as quatro equações descritas acima) no eixo x, a resistividade total no eixo y e a variação de cor de cada ponto de acordo com o conteúdo argiloso. Novamente, verifica-se que os dados obtidos apresentam grande semelhança.

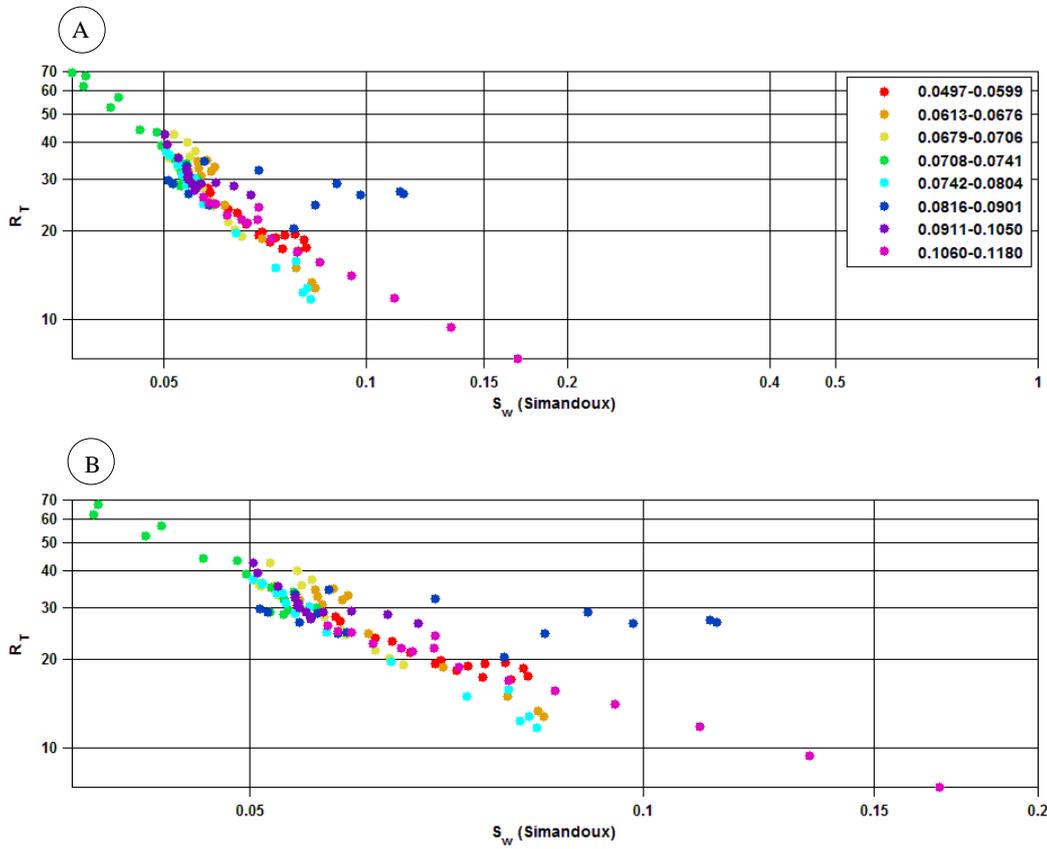


Figura 7.10- (A) Gráfico de saturação de água- calculada pela equação de Simandoux- versus resistividade total. Variação de cor dos pontos de acordo com o conteúdo argiloso. (B) Destaque para o intervalo de 0 a 0,2 para S_w .

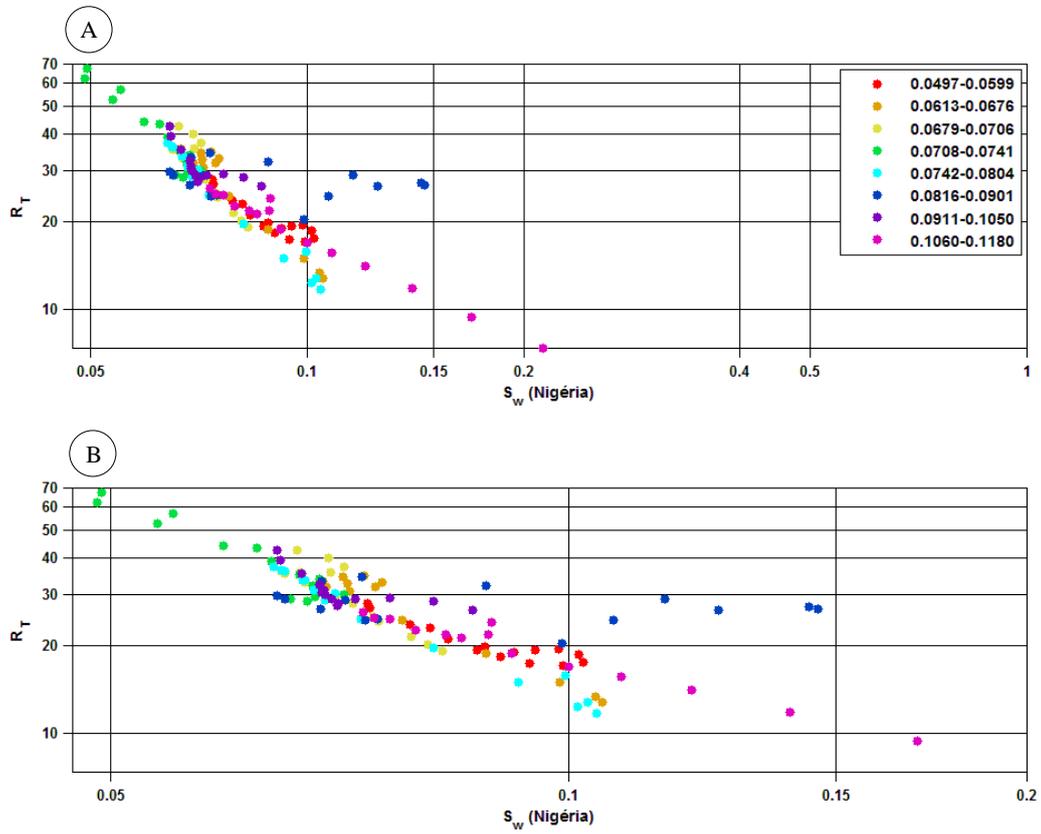


Figura 7.11-(A) Gráfico de saturação de água- calculada pela equação Nigéria- versus resistividade total. Variação de cor dos pontos de acordo com o conteúdo argiloso. (B) Destaque para o intervalo de 0 a 0,2 para S_w .

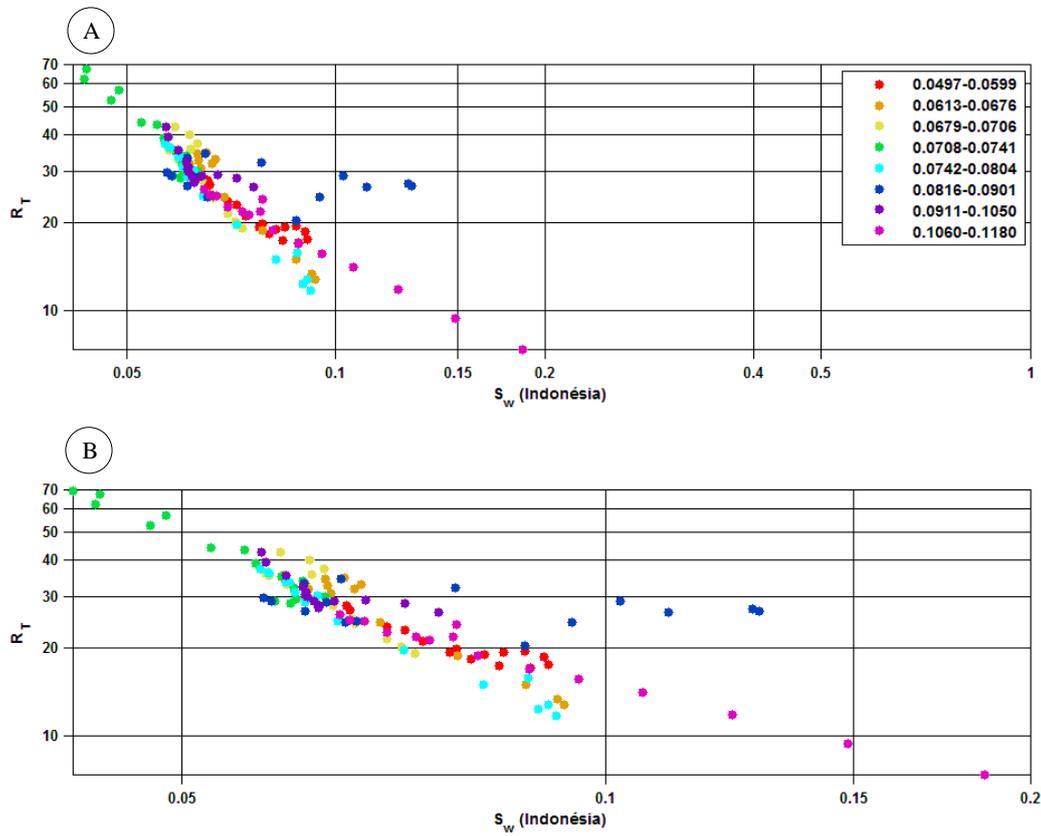


Figura 7.12- (A) Gráfico de saturação de água- calculada pela equação Indonésia- versus resistividade total. Variação de cor dos pontos de acordo com o conteúdo argiloso. (B) Destaque para o intervalo de 0 a 0,2 para S_w .

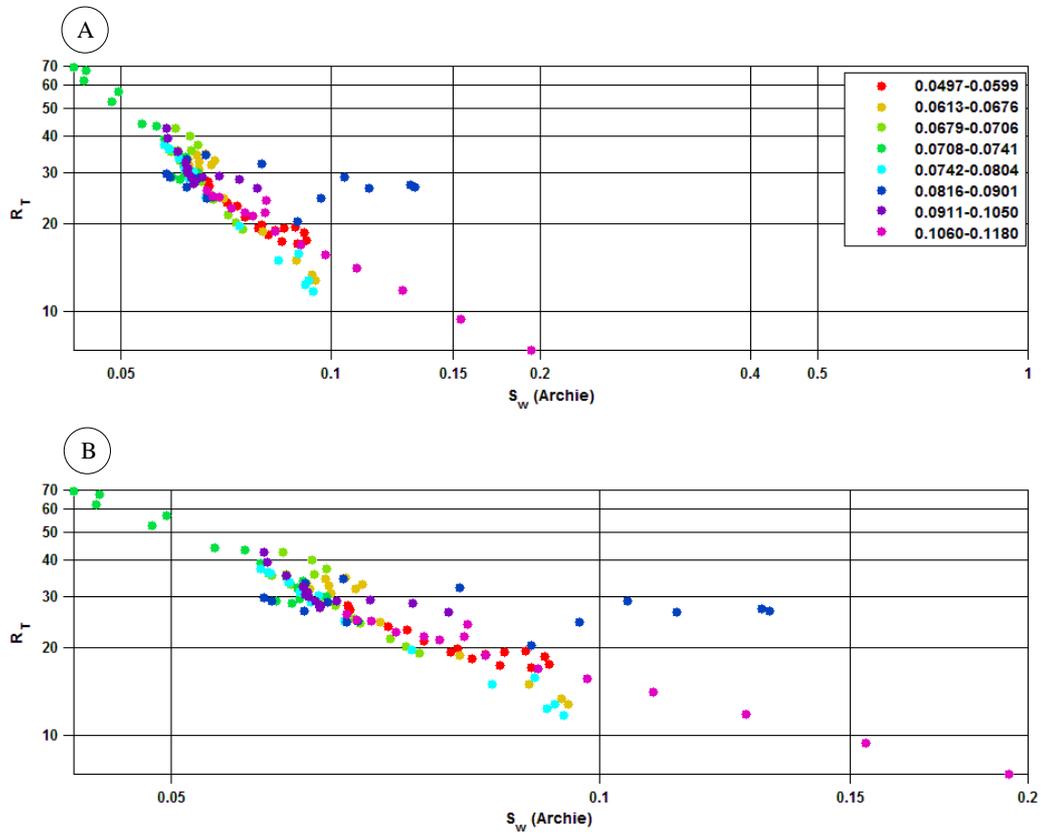


Figura 7.13- (A) Gráfico de saturação de água- calculada pela equação de Archie- versus resistividade total. Variação de cor dos pontos de acordo com o conteúdo argiloso. (B) Destaque para o intervalo de 0 a 0,2 para S_w .

7.3.5- Estimativa de saturação de hidrocarbonetos

A estimativa de hidrocarbonetos foi realizada com resultados obtidos anteriormente para a estimativa de S_w e por meio da equação 3.24 demonstrada no capítulo 3.

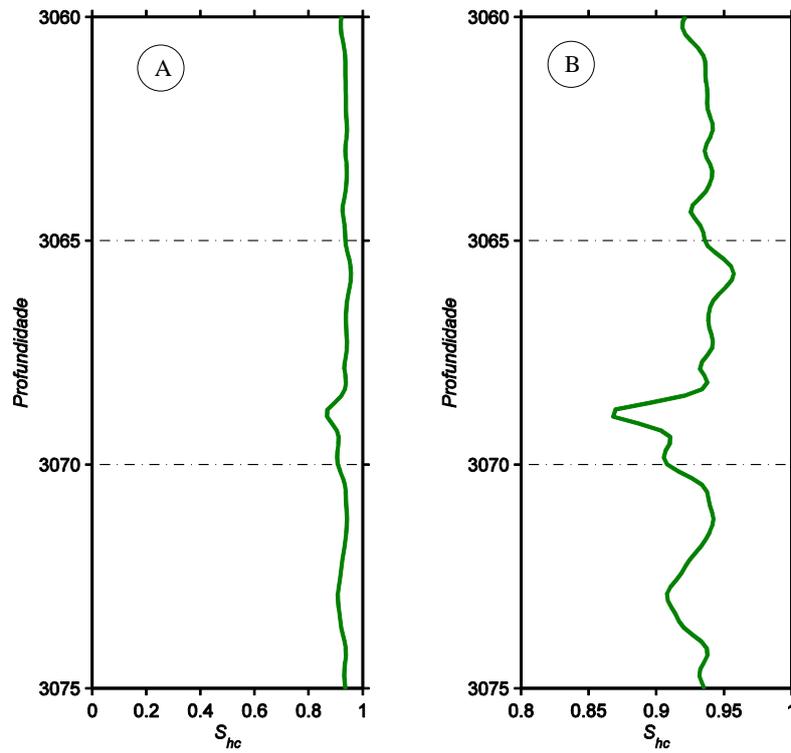


Figura 7.14- (A) Estimativa de S_{hc} para o intervalo do reservatório utilizando a equação de Archie. (B) Estimativa de saturação de hidrocarbonetos para o intervalo do reservatório, destacando o intervalo de 0,8 a 1 para S_{hc} .

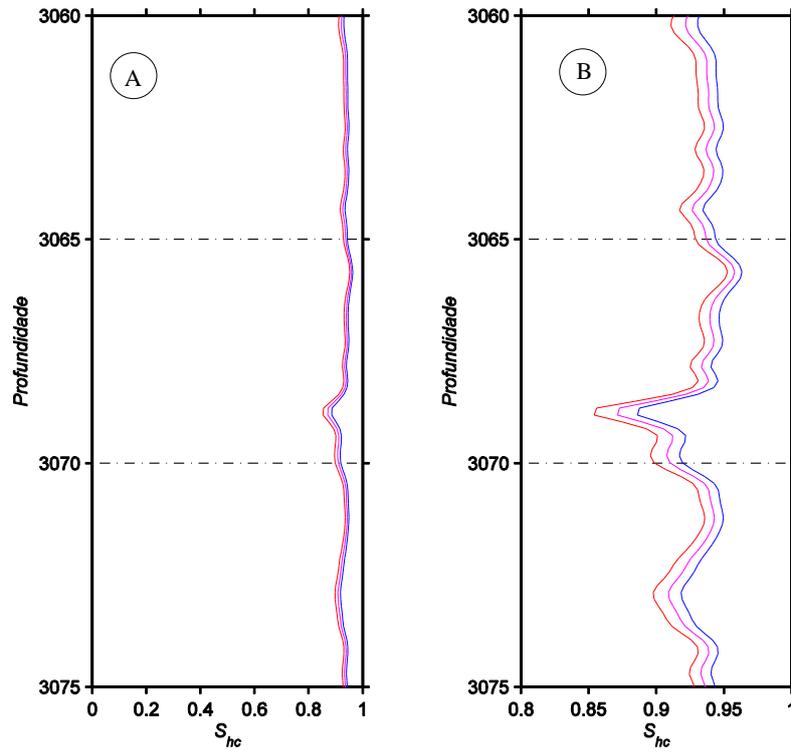


Figura 7.15- (A) Estimativa de S_{hc} para o intervalo do reservatório utilizando as equações Simandoux (em vermelho), Nigéria (em azul) e Indonésia (em rosa). (B) Estimativa de saturação de hidrocarbonetos para o intervalo do reservatório, destacando o intervalo de 0,8 a 1 para S_{hc} .

8- TOTALIZAÇÃO DOS RESULTADOS

O presente tópico se destina a agrupar todos os resultados obtidos para o estudo. A tabela abaixo exhibe a média das propriedades relevantes para o intervalo do reservatório e a figura 7.16 reúne em diversos *tracks* os perfis utilizados e os parâmetros petrofísicos calculados para o intervalo de aproximadamente 2960 a 3080 do poço RJS-0019.

Tabela 1: Média das propriedades relevantes para o intervalo do reservatório.

PROFUNDIDADE APROXIMADA (3060-3080 m)	MÉDIA DOS VALORES		
	Porosidade (ϕ)	Volume de argila (V_{sh})	Saturação de água (S_w)-Archie
	27%	8%	7,5%
	Saturação de água (S_w)- Simandoux	Saturação de água (S_w)-Nigéria	Saturação de água (S_w)-Indonésia
	6%	8%	7,5%

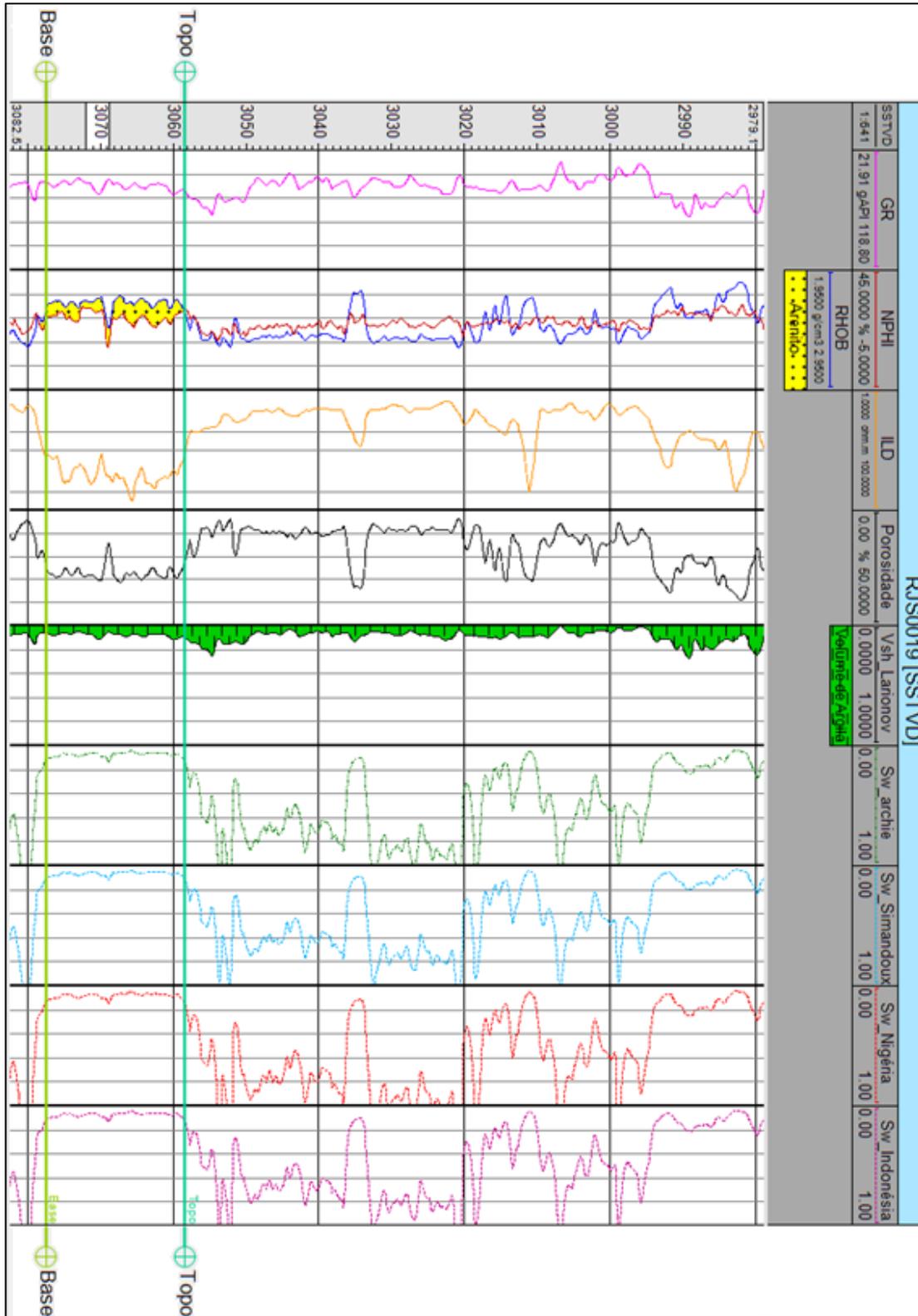


Figura 7.16- Track 1: Perfil de Raios Gama (GR); Track 2: Perfis Neutrônico (NPHI) e Densidade (RHOB); Track 3: Perfil de Indução Profunda (ILD); Track 4: Perfil de Porosidade; Track 5: Volume de argila (Vsh_Larionov); Track 6: Saturação de água calculada pela equação de Archie (Sw_Archie); Track 7: Saturação de água calculada pela equação de Simandoux (Sw_Simandoux); Track 8: Saturação de água calculada pela equação Nigéria (Sw_Nigéria); Track 9: Saturação de água calculada pela equação Indonésia (Sw_Indonésia).

9- CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente estudo agregou revisões bibliográficas e atividades práticas para a realização de uma análise petrofísica do poço RJS-0019, situado na Bacia de Campos, Rio de Janeiro, Brasil. O objetivo geral do trabalho foi alcançado, sendo possível calcular a saturação de água conata em um intervalo interpretado como reservatório, de aproximadamente 20 m.

Para atingir o propósito principal da pesquisa, algumas atividades pormenores foram realizadas, iniciando pela análise qualitativa dos perfis e prosseguindo com a estimativa de diversos parâmetros tais como: porosidade, volume de argila e resistividades. A média de porosidade calculada para o reservatório foi igual a 27 %, a média do volume de argila igual a 8% e os valores de resistividades da água conata e do folhelho foram 0,012 ohm.m e 2,498 ohm.m, respectivamente.

A saturação de água foi estimada por meio de quatro equações empíricas: Archie, Simandoux, Nigéria e Indonésia. Os resultados obtidos por meio de todas as relações apresentaram grande similaridade, sendo a média destes iguais a 7,5%, 6%, 8% e 7,5%, nesta ordem. O fato dos valores alcançados pelas três últimas equações utilizadas serem semelhantes aos encontrados com a equação de Archie é explicado pelo baixo conteúdo de argila estimado para o reservatório. Em geral, para valores abaixo de 10% a porcentagem de argila costuma ser desconsiderada dos estudos, empregando-se apenas a primeira relação citada.

Embora o resultado final tenha sido satisfatório, ajustes e melhorias são sempre favoráveis. Como sugestão para futuras pesquisas está à inclusão de mais dados, uma vez que a análise conjunta com outros poços forneceria maiores informações possibilitando um entendimento ainda maior sobre o local em questão.

10-REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AL-WAHEED, H. H.; AL-RUWAILI, S. B. *Improved Petrophysical Methods and Techniques for Shaly Sands Evaluation*. Jornal de Tecnologia Saudi Aramco, 2005.
- ARCHIE, G. E. *The Electrical Log as an aid in determining some reservoir characteristics*. Dallas Meeting, p. 54-62. Outubro, 1941.
- AUGUSTO, F. *Mapas de Amplitude Sísmica para incidência normal no reservatório Namorado, Bacia de Campos*. Dissertação de Mestrado, Observatório Nacional, 2009.
- BARBOZA , E. G.; TOMAZELLI , L. J., AYUP-ZOUAIN, R. N., ROSA, M. L. C. C. *Análise faciológica e modelo deposicional do Arenito Namorado, Bacia de Campos, RJ*. 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, IBP, Salvador, 2005.
- BARCELOS, F. B.; HAMACHER, S. *Evolução do volume de óleo recuperável: uma nova metodologia*. XXXVIII Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, Goiânia. Setembro, 2006.
- CAINELLI, C.; MOHRIAK, W. U. *Some remarks on the evolution of sedimentary basins along the eastern Brazilian continental margin*. Episodes, vol. 22, n.3, p. 206-216. Setembro, 2009.
- CLAVIER, C.; HOYLE, W. R.; MEUNIER, D. *Quantitative interpretation of TDT logs*. Partes 1 e 2: Journal of Petroleum Technology, vol. 23, p.743–763, 1971.
- CONTRERAS, S. A. C; CASTRO, J. C. *Metodologia para determinar parâmetros petrofísicos de corte de um campo de petróleo: o caso Socororo, bacia do Oriente, Venezuela*. Escola de Minas, Ouro Preto, julho-setembro, 2012.
- CRUZ, M. M. *Aplicação de Perfilagem Geofísica e Sísmica na Caracterização da Faciologia do Reservatório de Namorado*. Tese de mestrado, Universidade Federal

Fluminense, 107 p, 2003.

DAKE, L.P. *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Developments in Petroleum Science, Elsevier, vol. 8, 1998.

DARLING, T. *Well Logging and Formation Evaluation*. Elsevier, 2005

GRASSI, A. A.; CASTRO, A. H. A.; ALBERTÃO, G. A. *Bacia de Campos*. Fundação Paleontológica Phoenix, vol. 6, n. 65, p. 1-6. Maio, 2004.

HENRY, S.G.; BRUMBAUGH, W. *Pre-Salt Rock Development on Brazil's Conjugate Margin: West African Examples*. 4º Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica, Rio de Janeiro, vol. 1, p.68-70, 1995.

KEAREY, P; BROOKS M.; HILL, I. *Geofísica de Exploração*. São Paulo, Oficina de textos, 2009.

LARIONOV, V. V. *Radiometry of boreholes* (em russo), NEDRA, Moscou, 1969.

NERY, G. G. *Perfilagem Geofísica*. Hydrolog Serviços de Perfilagens Ltda, 2004.

NERY, G. G. *Perfilagem Geofísica em Poço Aberto*. Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia de Geofísica do Petróleo- INCT-GP. Sociedade Brasileira de Geofísica, Rio de Janeiro, RJ, 2013.

QUOIRIN, N. S. R. *Diagnóstico de amostras de madeira por tomografia de raios X*. Disponível em: <http://www.oocities.org/tomografiademadeira/index.html>. Acesso em: Novembro, 2013.

PICKETT, G. R. *A Review of Current Techniques for Determination of water saturation from logs*. Journal of Petroleum Technology, Novembro, 1966.

- POUPON, A.; LEVEAUX, J. *Evaluation of water saturations in shaly formations*. In: Trans. SPWLA, 12º Simpósio Anual de Perfilagem: Artigo O1-2. (Todo texto no volume *Shaly Sand Reprint*, SPWLA, Houston, vol. 4, p. 81-95, 1971).
- RIDER, M. *The Geological Interpretation of Well Logs*. Rider-French Consulting Ltd, 2. ed., Sutherland, Scotland, 2002.
- ROSA, M. C.; BRITO, D.D.; VICENTEELLI, M. G.C. *Modelo Petrofísico 3D do “Arenito Namorado” no Campo de Namorado, RJ*. 6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás, Florianópolis, SC. Outubro, 2011.
- SOUZA, P. H. G.; VICENTEELLI, M. G. C.; CASTRO, J. C. *Análise Petrofísica do “Arenito Namorado” na Porção Sudeste do Campo de Namorado- Bacia de Campos, Brasil*. 9º Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica-SBGF, 2005.
- STEIBER, S. J. *Pulse Neutron capture log evaluation in the Louisiana Gulf Coast*. Encontro Anual da SPE, Houston, p. 4-7, Outubro, 1970.
- SCHÖN, J.H.; *Physical Properties of Rocks: a workbook*. Handbook of Petroleum Exploration and Production, Elsevier, vol. 8, 2011.
- SIMANDOUX, P. 1963. *Mesures dielectriques en milieu poreux, application a mesure des saturations em eau: Etude du comportement des massifs argileux*. Revisão do Instituto Francês de Petróleo. Versão extra: 18, p. 193-215, 1963. (Texto traduzido no volume *Shaly Sand Reprint*, SPWLA, Houston, p.97-124).
- SUGUIU,K. *Geologia Sedimentar*. São Paulo, Edgard Blücher, 1 ed., 2003.
- TEIXEIRA, W.; FAIRCHILD, T.R.; TOLEDO, M.C.M.; TAIOLI, F. *Decifrando a Terra*. São Paulo, Companhia Editora Nacional, 2 ed., 2009.
- TIAB, D.; DONALDSON, E. C. *Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. Elsevier, 3 ed., 2012.

WINTER, W. R.; JAHNERT, R. J.; FRANÇA, A. B. *Bacia de Campos*. Boletim Geociências. Petrobras, Rio de Janeiro, vol. 15, n. 2, p. 511-529. Maio/novembro, 2007.