

NAZARETH CRISTINA PONTES RAMOS

**SISTEMAS PETROLÍFEROS DO MESO-CENOZÓICO
E SUA RELAÇÃO COM OS EVAPORITOS COMO
ROCHAS SELANTES: o exemplo da Bacia Lusitana**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Faculdade de Geologia do Instituto de Geociências
da Universidade Federal do Pará – UFPA, em
cumprimento às exigências para obtenção do grau
de Bacharel em Geologia.

Orientador: Prof. Dr. Estanislau Luczynski

Belém-Pa
2012

Dados Internacionais de Catalogação-na-Publicação (CIP)
Biblioteca Geólogo Raimundo Montenegro Garcia de Montalvão

-
- R175s Ramos, Nazareth Christina Pontes
Sistemas petrolíferos do Meso-Cenozóico e sua relação com os evaporitos como rochas selantes: o exemplo da Bacia Lusitana / Nazareth Christina Pontes Ramos; Orientador: Estanislau Luczynski – 2012
56 f. : il.
Trabalho de Conclusão de Curso (graduação em geologia) – Universidade Federal do Pará, Instituto de Geociências, Faculdade de Geologia, Belém, 2012.
1. Rochas sedimentares. 2. Rochas selantes. 3. Evaporitos. 4. Meso-Cenozóico. I. Luczynski, Estanislau, *orient.* II. Universidade Federal do Pará. III. Título
CDD 22^a ed.: 552.5
-

NAZARETH CRISTINA PONTES RAMOS

SISTEMAS PETROLÍFEROS DO MESO-CENOZÓICO
E SUA RELAÇÃO COM OS EVAPORITOS COMO ROCHAS
SELANTES: o exemplo da Bacia Lusitana

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Faculdade de Geologia do Instituto de Geociências da Universidade Federal do Pará – UFPA, em cumprimento às exigências para obtenção do grau de Bacharel em Geologia.

Data de aprovação: ____/____/____

Conceito: _____

Banca Examinadora

Prof. Estanislau Luczynski.- Orientador
Doutor em Energia
Universidade Federal do Pará

Prof. Vladmir de Araújo Távora – Membro
Doutor em Paleontologia
Universidade Federal do Pará

Prof. Fábio Henrique Garcia Domingos - Membro
Doutor em Geologia Estrutural
Universidade Federal do Pará

*A Deus por tudo que me
proporciona na vida.
À minha mãe e meu pai, os quais
amo muito,
Pelo exemplo de vida e família.
A minha irmã por tudo que me
ajudou até hoje.
E ao meu “filho” Marcelo pela
alegria e diversão.*

AGRADECIMENTOS

Ao Prof^o Dr. Estanislau Luczynski, orientador, professor, amigo, um muito obrigado pela dedicação e ajuda por esses anos.

Um agradecimento muito especial aos meus queridos amigos, companheiros (Alan Trindade, Alan Campos, Amélia, Bruno, Adriano, Conceição, Moises, Keila, Marilucia, Ediane, Rose, Suzana, Mirlane, Luiz Daniel, Edricio, Amanda, Gisele, Daniele, Eliene, Wagner, Allana, Jacleleni, Rackel, Márcia Monica, Ana Cláudia) do curso de Geologia pela UFPA de Belém/PA.

Um agradecimento a todos os professores, alunos e técnicos do Instituto de Geociências (IG) da UFPA especialmente aos que estão ligados ao curso de geologia.

Ao colega Paulo Henrique de Araújo Lima pela confecção dos modelos.

A meus pais, irmã por serem meus amigos, companheiros e acima de tudo, minha família. Vocês são tudo na minha vida!

Um agradecimento a minha melhor amiga Samila, a distância e o tempo nunca irão nos separar, você faz parte do meu coração!

E finalmente, agradeço a todos que me ajudaram direto ou indiretamente para o desenvolvimento deste projeto. Um MUITO OBRIGADO a todos vocês!

RESUMO

A exploração de petróleo exige a aplicação de diversos ramos do conhecimento geológico, que vão das propriedades das rochas até a complexa análise de bacias. Dentre estes, destaca-se o estudo da associação existente entre certas litologias e a produção comercial. Em que se destacam não só rochas específicas, mas também processos de formação litológicos relacionados a eventos geológicos determinantes para a geração de petróleo. Atualmente, uma parte considerável da produção de petróleo está centrada em um intervalo temporal compreendido pelo Meso-Cenozóico, e associado a esta idade há um conjunto de reservatórios que representam as acumulações de maior interesse comercial. Porém, aquelas com maior volume de produção mostram, essencialmente, uma associação litológica típica dos seus sistemas petrolíferos, isto é, rochas carbonáticas como reservatórios e evaporitos como selantes, o que torna estas rochas como das mais importantes para a indústria petrolífera. Este trabalho estuda as relações existentes entre carbonatos e evaporitos na constituição dos sistemas petrolíferos do Meso-Cenozóico. Primeiramente a partir de uma abordagem sobre as propriedades necessárias às rochas fonte e rochas-reservatório. Em seguida, as condições geológicas que favoreceram a geração de petróleo ao longo desse intervalo de tempo específico são discutidas e, por fim, a importância desses sistemas petrolíferos é mostrada a partir de exemplos didáticos que tratam do arranjo litológico e da importância produtiva.

Palavras-chave: Rochas sedimentares. Rochas selante. Evaporitos. Meso-Cenozóico.

ABSTRACT

Studying the petroleum reservoirs is based on a steady analysis of characteristics and properties of rocks such as: porosity, permeability and the seal-rock. Porosity degree and type and also its permeability are components that help to define a reservoir-rock. However, oil only can be explored if there is a seal-rock in its role to avoid the oil migration until the surface. Oil geologists gave the name of trap to an association of seal and reservoir rocks. The oil only can be recovered if there is a trap. It must have a reservoir-rock with porosity and permeability capable of oil circulation and accumulation, although enveloped by a seal-rock. The aim of this work is to study the evaporites as seal-rocks and why they can understood and identified as a typical seal-rock of Meso-Cenozoic to analyze its relationships with formation of oil prone rocks and oil generation could lead to a successful oil prospecting petroleum program.

Key words: Sedimentary-rock. Seal-rock. Evaporites. Meso-Cenozoic.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Distribuição dos sistemas petrolíferos	12
Quadro 1 – Doze regiões do planeta contêm 70% do volume de petróleo descoberto.....	14
Quadro 2 – Relação dos percentuais dos betumes.....	15
Figura 2 – Reservatório de petróleo.....	16
Equação 1 – Volume em relação à porosidade.....	17
Quadro 3 – Classificação das rochas em função da porosidade.....	17
Equação 2 – Porosidade absoluta ou total.....	18
Figura 3 – Poros referentes a cor azul.....	19
Equação 3 – Porosidade efetiva.....	29
Figura 4 – Representação do espaço poroso.....	20
Equação 4 – Saturação de água.....	21
Equação 5 – Equação de Darcy.....	22
Figura 5 – Armadilha estrutural.....	24
Figura 6 – Modelos de armadilhas estruturais.....	25
Quadro 4 – Classificação da permeabilidade.....	23
Figura 7 – Armadilha estratigráfica.....	26
Figura 8 – Combinação de armadilhas.....	26
Figura 9 – Relação entre selos e sistemas petrolíferos.....	27
Figura 10 – Classificação dos selos.....	28
Figura 11 – Triássico inferior.....	37
Figura 12 – Jurássico superior.....	37
Figura 13 – Cretáceo superior.....	39
Fluxo 1 – Aspectos climáticos do Jurássico e do Cretáceo	42
Figura 14 – Estratigrafia da Bacia Lusitana.....	44
Figura 15 – Sistemas carbonatos + evaporitos.....	45
Figura 16 – Campos da região do Golfo Árabe.....	46
Figura 17 – Modelo-base com as litologias envolvidas na formação dos sistemas carbonatos + evaporitos	50
Figura 18 - Modelo 1 com armadilha estrutural com reservatório carbonático mostrando evolução da porosidade secundária e selante evaporítico com modelagem dúctil.....	51
Figura 19 - Modelo 2 com armadilha estratigráfica com reservatório carbonático e dois selantes (evaporito e discordância).....	52

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	11
1.1 JUSTIFICATIVA	11
1.2 OBJETIVO GERAL.....	11
1.2.1 Objetivos específicos	11
1.3 METODOLOGIA.....	12
1.4 PETRÓLEO, SISTEMAS PETROLÍFEROS E MESO-CENOZÓICO.....	12
2 CARACTERÍSTICAS DOS RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO	14
2.1 PROPRIEDADES DAS ROCHAS RESERVATÓRIOS.....	17
2.1.1 Porosidade	17
2.1.2 Saturação	19
2.1.3 Argilosidade	21
2.1.4 Permeabilidade	21
2.2 ARMADILHAS.....	23
2.1.1 Tipos de Armadilhas	24
2.2.1.1 Armadilha estrutural	24
2.2.2 Armadilha estratigráfica	25
3 CARACTERÍSTICAS DAS ROCHAS SELANTES	27
3.1 TIPÓS DE SELANTES.....	28
3.1.1 Folhelhos	29
3.1.1.1 Argilitos	29
3.2.2 Evaporitos	29
3.2 GRAUS DE INTERFERÊNCIA DOS SELANTES NO PROCESSO EXPLORATÓRIO..	30
3.2.1 Folhelhos	30
3.2.2 Evaporitos	31
4 QUADRO GERAL DO MESO-CENOZÓICO	31
4.1 MESOZÓICO.....	31
4.1.1 Triássico	31
4.1.2 Jurássico	32
4.1.3 Cretáceo	33
4.2 CENOZÓICO.....	34
4.2.1 Paleógeno	34
4.2.2 Neógeno	35
4.2.3 Quaternário	35
4.3 EVENTOS GEOLÓGICOS DO MESO-CENOZÓICO.....	36
4.3.1 Mesozóico	36
4.3.2 Cenozóico	39

5 GERAÇÃO E ACUMULAÇÃO DE PETRÓLEO NO MESO-CENOZÓICO.....	40
5.1 ROCHAS-FONTE E O MESO-CENOZÓICO.....	41
5.2 EVAPORITOS COMO SELANTES NO MESO-CENOZÓICO.....	45
6 CONCLUSÕES.....	48
REFERÊNCIAS.....	53

1 INTRODUÇÃO

O presente trabalho irá estudar as relações entre as rochas selantes e os sistemas petrolíferos do Meso-Cenozóico, tendo como por base a análise de diversas características e propriedades, entre elas a porosidade e permeabilidade e recorrendo a exemplos como ao da espessa seqüência de evaporitos do Hetangiano, que constituem a rocha selante para os reservatórios do Triássico Superior.

1.1 JUSTIFICATIVA

Para a análise dos reservatórios de petróleo são utilizadas diversas características e propriedades, como a porosidade, a permeabilidade e a existência de uma rocha-selante. No qual esta se comportará como barreira ou selo impedindo que os hidrocarbonetos continuem. O conjunto de rocha-reservatório e rocha-selante denomina-se de trapa ou armadilha. As rochas selantes de um reservatório devem ter baixa permeabilidade, a ponto de a transmissibilidade de fluidos ser inferior à dos reservatórios.

Os evaporitos são sedimentos formados a partir de minerais dissolvidos em água e encontrados em áreas que passaram por um tempo geológico de alta evaporação ou precipitação. A presença de evaporitos pode gerar condições para a retenção de hidrocarbonetos.

1.2 OBJETIVO GERAL

Este projeto pretende estudar os selantes evaporíticos do Meso-Cenozóico.

1.2.1 **Objetivos específicos**

- a) Estudar os diversos tipos de selantes evaporíticos na constituição dos sistemas petrolíferos ao longo do Meso-Cenozóico.
- b) Investigar o grau de interferência do tipo de selante no processo exploratório.

- c) Determinar os eventos geológicos do Meso-Cenozóico que influenciaram a formação dos selantes.

1.3 ATIVIDADES

A metodologia proposta está dividida em duas partes:

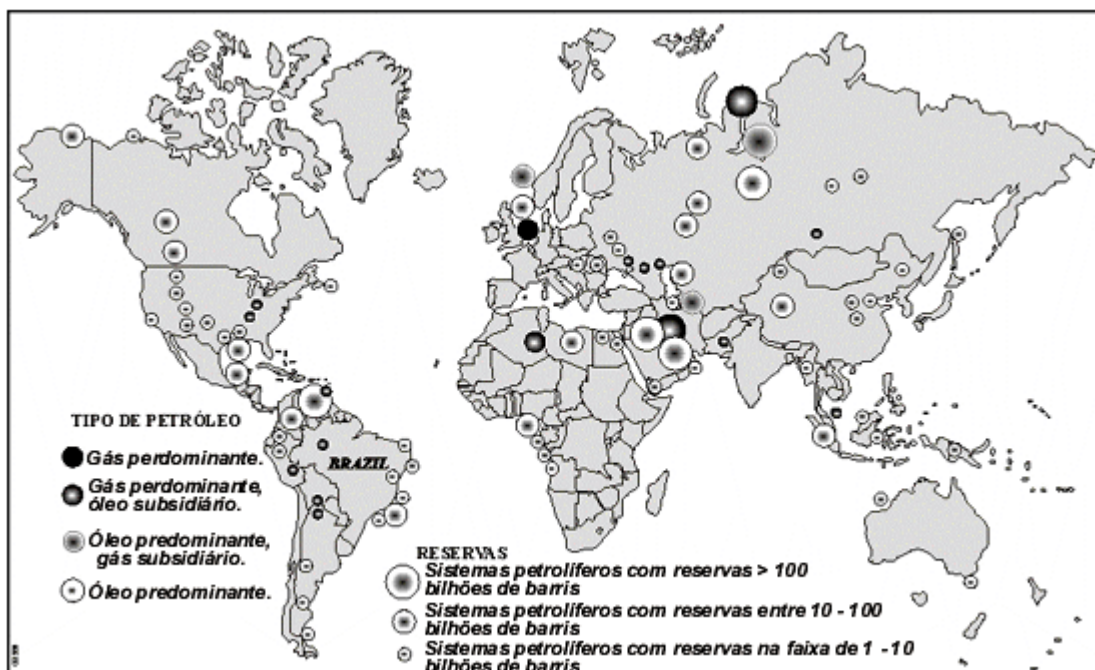
1) Levantar informações bibliográficas sobre a formação de evaporitos e as relações com os sistemas petrolíferos.

2) Sintetizar as informações obtidas para destacar os aspectos mais relevantes, discutindo-as dentro de um contexto exploracional.

1.4 PETRÓLEO, SISTEMAS PETROLIFEROS E MESO-CENOZÓICO

Segundo Silva (2007) os sistemas petrolíferos se distribuem principalmente de leste e oeste, nas regiões sub-tropicais a sub-temperadas do hemisfério norte (América do Norte/Mediterrâneo/Oriente Médio/Ásia Central/Sudeste Asiático/Sudoeste Pacífico). Caracteristicamente apresentam rochas ricas em matéria orgânica como folhelhos Jurássico superior. (Figura.1).

Figura 1 – Distribuição dos sistemas petrolíferos com maiores reservas de petróleo (exclusivas em águas profundas e ultra profundas) do mundo. O tamanho do círculo é proporcional às reservas (petróleo recuperável) encontradas no sistema petrolífero



Fonte: (MILANI; BRANDÃO; GAMBOA, 2000).

Ainda segundo Silva (2007), as rochas geradoras mais ricas ocorrem do Jurássico superior até o início do Jurássico médio, 145-175 M.a., e estão relacionadas ao mar de Tethys, que desenvolveu em paleolatitudes quentes e equatoriais, o que resultou na presença de plataformas carbonáticas e camadas anóxicas ricas em matéria orgânica (M.O.). Todavia, este ambiente favorável à geração de hidrocarbonetos foi modificado ao final do Cretáceo devido às diversas colisões continentais da Placa Eurasiana com várias outras vindas do Sul, principalmente durante o Terciário.

De acordo com Milani, Brandão e Gamboa (2000) as principais razões geológicas para abundância do cenário petrolífero mundial localizada no Oriente Médio se devem a (Quadro 1):

- 1) Presença de rochas geradoras ricas, contínuas e extensas ao longo do Jurássico Superior (principal), Cretáceo e Siluriano.
- 2) Existência de numerosas rochas carbonáticas porosas, consideradas excelentes reservatórios ao longo do Jurássico, Cretáceo e Terciário, além de arenitos de igual qualidade, tanto do Paleozóico quanto do Terciário.
- 3) Um tectonismo ativo, recente (Terciário) e relativamente simples, composto por diápiros salinos e estruturas compressionais relacionadas à colisão da Placa Arábica com a Placa Eurasiana ao longo das Montanhas Zagros (Irã-Iraque)¹.

¹ Relacionada ainda a este ambiente de rochas geradoras jurássicas ricas em matéria orgânica e reservatórios porosos juro-cretácicos está a região situada entre o Mar Negro e o Mar Cáspio, posicionada do lado norte da colisão das Placas Eurasiana e Arábica (SE asiático: Paquistão, Afeganistão e Índia) relacionados à colisão da Placa da Índia com a Eurasiana e SE do Pacífico (Papua-Nova Guiné e Noroeste da Austrália), relacionados à colisão da Placa Australiana com a Placa Pacífica). Províncias petrolíferas de menor importância indicam ainda resquícios de uma área considerável de folhelhos geradores neojurássicos.

Quadro 1 – Doze regiões do planeta contém 70 % do volume de petróleo descoberto até hoje. Do volume total (2.767 bilhões de barris), 37% (1.009 bilhões de barris) já foram produzidos e consumidos pela humanidade, resultando ainda 63% (1.758 bilhões de barris) como reservas conhecidas e produzíveis.

Região	Volume de Petróleo Conhecido (bilhões de barris) (reserva + produção)	Fração Mundial (%)	Rochas Geradoras
Oriente Médio	980	35	Jurássico, Cenomaniano, Turoniano, Siluriano, Permiano
Sibéria Ocidental	355	13	Jurássico
Venezuela	103	4	Cenomaniano – Turoniano
Volga-Ural	81	3	Permiano
Mar do Norte (central/norte)	76	2,8	Jurássico
Argélia/Líbia	55	2	Siluriano
Delta do Níger	53	1,9	Paleoceno-Eoceno-Oligoceno
México	53	1,9	Jurássico
Mar Cáspio (norte)	46	1,7	Devoniano
Bacia do Sirte (Líbia)	44	1,6	Cenomaniano-Turoniano
Amu Darya	40	1,5	Jurássico
Mar do Norte (sul)	40	1,5	Carbonífero
Sub-total	1926	70	
Outros	841	30	
Total Mundo	2767	100	

Fonte: (MILANI; BRANDÃO; GAMBOA, 2000).

2 CARACTERÍSTICAS DOS RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO

Segundo Thomas (2004) após a geração e a migração do petróleo, este acumulará em uma rocha chamada de reservatório. A rocha denominada reservatório pode apresentar-se de qualquer origem ou natureza, e constitui de espaços vazios no seu interior (porosidade), no qual estes estejam interconectados, no qual denominará permeabilidade. A caracterização de rochas geradoras envolve a quantidade, qualidade e nível de maturação da matéria orgânica presente na matriz².

² Com o auxílio de técnicas de petrografia, de avaliação óptica (reflectância da vitrinita, fluorescência da liptinita, índice de alteração e coloração de esporos, acritarcas e microfósseis) bem como geoquímicas (parâmetros de pirólise Rock-Eval, conteúdo de carbono orgânico total (COT), hidropirólise e caracterização dos biomarcadores).

As rochas geradoras também podem ser classificadas em função da quantidade máxima de betume que pode ser extraído em diclorometano, expresso em % (m/m) (SILVA, 2007) conforme mostra o Quadro 2.

Quadro 2 - Relação dos percentuais dos betumes e a classificação em relação à matéria orgânica presente em rochas geradoras

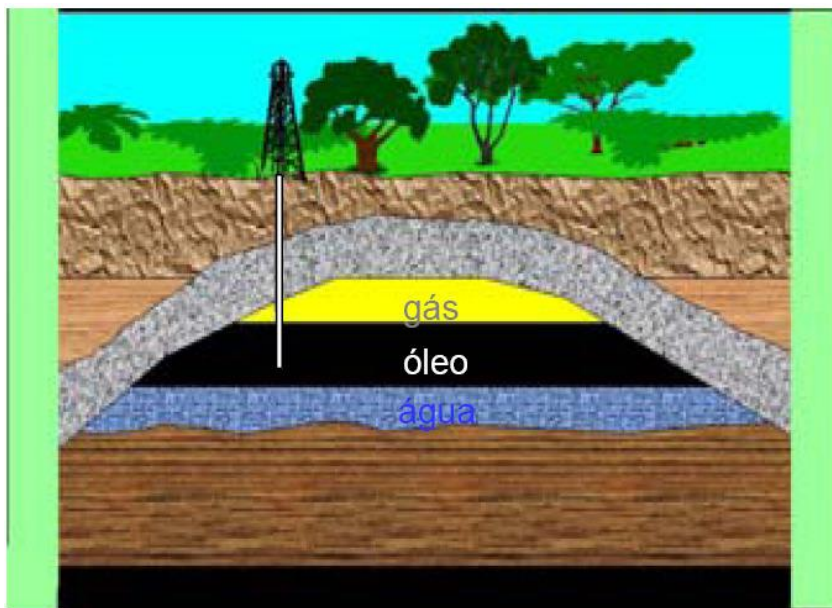
Quantidade de Matéria Orgânica	Extrato Orgânico ou Betume (% em massa)
Pobre	<0,05
Razoável	0,05-0,1
Boa	0,1-0,2
Muito Boa	>0,2

Fonte: (SILVA, op.cit.).

O processo de formação do petróleo pode ser entendido como um incremento das condições de soterramento da matéria orgânica e formação das rochas geradoras, ocorrendo variações na abundância e composição dos hidrocarbonetos gerados.

Por sua vez, os reservatórios são constituídos por rochas que apresentam poros (vazios) e fissuras interligadas, as quais permitem a circulação de hidrocarbonetos e água. Estas características petrofísicas são expressas como porosidade e de permeabilidade e dependem das condições de sedimentação e dos fenômenos de diagênese (Figura 2).

Figura 2 – Reservatório de petróleo



Fonte: (GUSTAVO, 2007).

As rochas-reservatório dividem-se em: detriticas em sua grande maioria silicicosos (arenitos) e carbonáticas (calcários e dolomitos). A disposição geológica mais comum é haver uma sobreposição de camadas porosas e permeáveis constituídas por arenitos, calcários e dolomitos e de camadas impermeáveis de argilas, argilitos e margas. Se as rochas sedimentares que envolvem a rocha reservatório não forem impermeáveis (como um argilito, por exemplo), os hidrocarbonetos podem ascender até a superfície onde sofrerão oxidação e/ou dispersão (migração terciária) este movimento para a superfície é facilitado quando há imperfeições na rocha selante ou devido à presença de movimentos de fluidos que rompem a superfície seladora, uma vez que hidrocarbonetos tendem a se acumular nas zonas superiores das rochas porosas cobertas por rochas impermeáveis (armadilhas petrolíferas).

2.1 PROPRIEDADES DAS ROCHAS RESERVATÓRIOS

2.1.1 Porosidade

Segundo Gustavo (2007), uma rocha é composta por minúsculos grãos agregados e cimentados em conjunto. Todavia, a rocha não é maciça e existem espaços vazios entre os grãos, denominados poros. Uma amostra de rocha reservatório, aparentemente maciça, mostra uma parte sólida que é a soma dos volumes dos grãos e uma parte porosa que é a soma dos volumes de poros. O volume total da rocha é o resultado da soma do volume de sólidos com o volume poroso (Quadro 3). Assim, a porosidade é a propriedade que indica a quantidade de volume poroso em uma rocha (Quadro 3). A importância da porosidade consiste em demonstrar a capacidade que a rocha possui de armazenar fluidos no seu interior, o que é uma propriedade fundamental para uma rocha reservatório³.

$$n = Vv / V \quad (\text{equação 1})$$

Onde:

n: porosidade

Vv: volume de vazios

V: volume total considerado

Quadro 3 – Classificação da rocha em função da porosidade.

%	POROSIDADE
5 – 10	Muito Baixa
10 – 15	Baixa
15 – 20	Média
20 – 25	Boa
25 - 35	Muito Boa

Fonte: (GUSTAVO, 2007)

³ A medição da porosidade pode ser realizada através da estimativa visual com auxílio de lupas ou microscópios, métodos de laboratório utilizando equipamentos como o porosímetro, assim como por meio dos perfis elétricos de densidade no poço após sua perfuração.

A porosidade de uma rocha reservatório pode ser classificada como (GUSTAVO, 2007) intergranular, como intergranular de dissolução, intercrystalina, e de fratura.

- a) Intergranular: Quando os poros se originam do espaçamento natural entre os grãos no período da deposição (comum em arenitos);
- b) Intragranular de dissolução: Os poros resultam da abertura de espaços por dissolução química (comum aos carbonatos);
- c) Intercristalina: Geradas pelas modificações mineralógicas (comum aos dolomitos);
- d) Fratura: Resultado de fraturamentos de qualquer tipo.

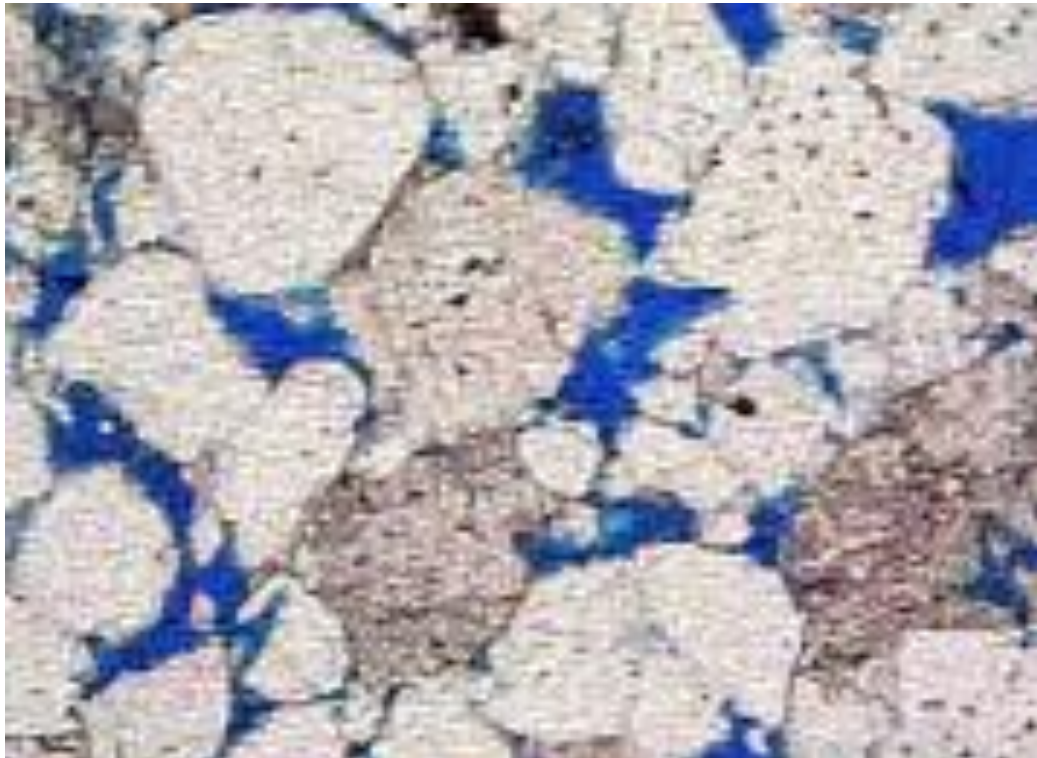
Porém para efeitos de entender uma rocha como reservatório, não basta se conhecer o tipo de porosidade. É necessário saber se há conexão entre os poros (porosidade efetiva) ou não. A conexão entre os poros pode conferir ao reservatório capacidade de armazenar fluidos em volumes maiores do que quando não há esta conexão. Portanto, quanto à porosidade esta pode ser de dois tipos: absoluta e efetiva:

- a) Porosidade Absoluta ou Total (Φ_T):** Representada pela percentagem total de espaços vazios contidos na rocha, sendo calculada através da Equação 2. (Figura .3):

$$\phi = \frac{V_{vazios}}{V_{total}} \quad (\text{equação 2})$$

Onde:
V: volume

Figura 3- Poros referentes a cor azul



Fonte: (GUSTAVO, 2007)

b) Porosidade Efetiva (Φ_{efetiva}): Percentagem dos espaços vazios interligados, contidos na rocha, como descrito na Equação (3).

$$n_e = V_e / V \quad (\text{equação 3})$$

Onde:

n_e : porosidade efetiva

V_e : volume ocupado pelo fluido

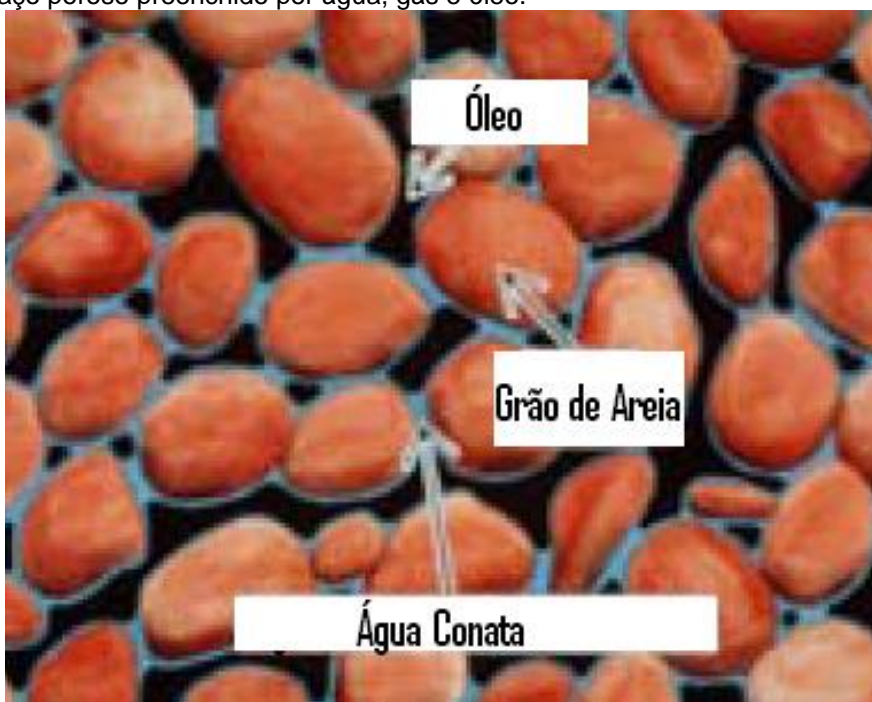
V : volume total

2.1.2 Saturação

O percentual do volume poroso ocupado por certo fluido é chamado de saturação. Portanto, saturação de um fluido é o nome dado ao percentual do volume poroso que está ocupado por aquele fluido (Fig.4). Segundo Gustavo (2007) a saturação de uma rocha reservatório se dá a partir da conjugação de

uma série de fatores que envolvem o preenchimento dos poros por hidrocarbonetos que através da migração deslocam parte da água original da rocha reservatório. A determinação da saturação de uma rocha pode ser feita tanto por ensaios em laboratório como por perfis elétricos de poços.

Figura 4 - Espaço poroso preenchido por água, gás e óleo.



Fonte: (GUSTAVO, 2007).

Ainda de acordo com Gustavo (2007) devido à maneira pela qual as acumulações de hidrocarbonetos se formaram, a água é um fluido que está sempre presente nos reservatórios de petróleo (saturação de água). Portanto, o meio poroso (reservatório) pode conter um ou mais fluidos: óleo e água ou gás natural e água ou óleo, gás natural e água. As proporções, isto é, as saturações de cada um dos fluidos é que variam de uma formação para outra⁴. Em algumas situações a água é imóvel dentro dos poros da rocha, nesse caso, ela não é produzida junto com o óleo (Equação 4).

⁴ Em algumas situações, a água está imóvel dentro dos poros e não é produzida junto com o óleo.

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad (\text{equação 4})$$

$$S_o + S_w + S_g = 1$$

Onde:

So = saturação do óleo

Sw = saturação da água

Sg = saturação do gás

2.1.3 Argilosidade

É possível que os poros sejam preenchidos por argila ou outra matéria mineral. Quando isto acontece, ocorrem alterações nas propriedades dos reservatórios, tais como: redução da permeabilidade, um aumento da sensibilidade aos fluidos de perfuração e completação, alteração da resposta de perfis elétricos, aumento da saturação de água. (GUSTAVO, 2007).

2.1.4 Permeabilidade

Os fluidos dentro de um reservatório passam por diversos poros até chegar aos poços produtores. Os fluidos percorrem o que se poderia chamar de *canais porosos*, os quais podem apresentar estrangulamentos. Quanto mais estreitos e tortuosos forem esses canais porosos, maior será a dificuldade de movimentação dos fluidos. Por outro lado, quando os poros são maiores e conectados uns com os outros, há menos dificuldade de fluxo. A maior ou menor dificuldade de deslocamento dos fluidos dentro da rocha é denominada de permeabilidade (GUSTAVO, 2007, LINK, 1996).

A permeabilidade (Equação 5) é fundamental para se estudar o modo como os fluidos se deslocam dentro do reservatório, sendo possível estimar vazões de produção em várias épocas da vida do reservatório, o

comportamento das pressões etc., e pode ser classificada em: permeabilidade absoluta e relativa.

- a) Permeabilidade absoluta ($k_{absoluta}$): medida na presença de só um fluido.
- b) Permeabilidade efetiva ($k_{efetiva}$): determinada na presença de mais de um fluido.

A permeabilidade pode ser medida por meio da equação de Darcy (equação 5), obtida em 1856 na França, definiu a seguinte fórmula:

$$Q = k A \Delta h / L \quad (\text{equação 5})$$

Onde:

Q: vazão (m³/s)

k: condutividade hidráulica (m/s)

A: área da seção transversal de fluxo (m²)

Δh : carga hidráulica (m)

L: comprimento da trajetória de fluxo (m)

A unidade de medida que representa a permeabilidade é o D (Darcy), que equivale a 1000 mD (miliDarcys). Por definição, um Darcy é a permeabilidade de uma rocha de uma rocha na qual um gradiente de pressão de 1 atm/cm promove a vazão de 1 cm³/s de um fluido de viscosidade 1 centipoise através de 1 cm² de área aberta ao fluxo (THOMAS, 2004).

A permeabilidade de uma rocha pode ser quantificada segundo os valores (mD) e associados a uma porcentagem, qualificando a permeabilidade como baixa, média ou alta, conforme o Quadro 4:

Quadro 4: Classificação da permeabilidade

(mD)	PERMEABILIDADE
1	Baixíssima
1 – 10	Baixa
10 – 100	Regular
100 – 1000	Boa
1000 >	Ótima

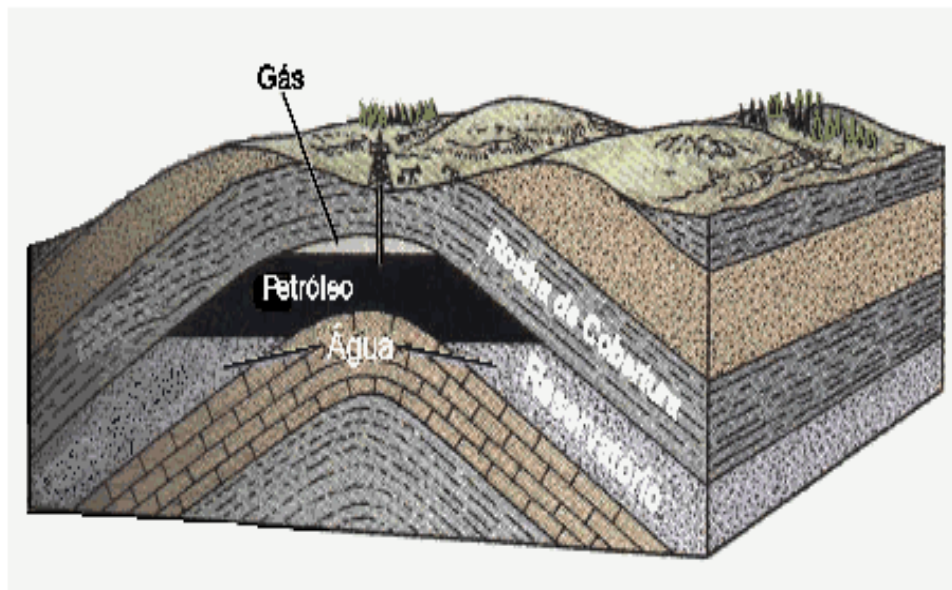
Fonte: (GUSTAVO, 2007).

Na deposição a porosidade e a permeabilidade são inicialmente controladas pela textura da rocha (seleção, tamanho, forma e arranjo dos grãos). Quanto melhor for a seleção dos grãos, maior será a porosidade e a permeabilidade. As variações no empacotamento das partículas levam a variações na porosidade. Com o soterramento progressivo, os aspectos anteriormente citados diminuem de importância e a porosidade e permeabilidade passam a ser mais controladas pela diagênese e argilosidade.

2.2 ARMADILHAS

O conjunto de estruturas geológicas e rochas que permitem a acumulação de petróleo e/ou gás natural também deve ser capaz de evitar a sua *fuga*. Este conjunto de rochas (reservatório + selante) é denominado de armadilha ou trapa. As armadilhas podem ser simples como o flanco de homoclinais ou domos salinos, ou, mais comumente serem o ápice de dobras anticlinais/arcos e até de domos salinos, às vezes mostrando situações complexas como superposição de dobras e falhas de naturezas diversas (Figura 5).

Figura 5- Armadilha estrutural demonstrando o comportamento das rochas do tipo reservatórios e rochas do tipo de cobertura em relação ao aprisionamento do petróleo.



Fonte: DPEP (2011).

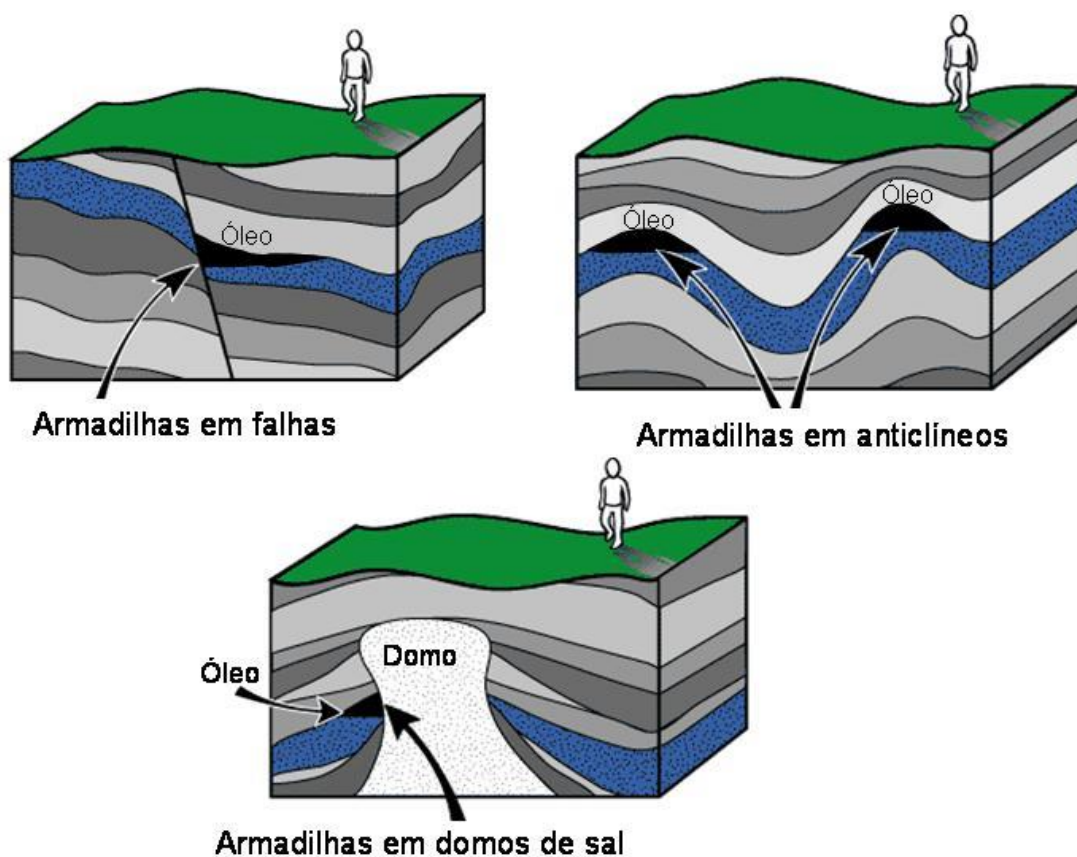
2.2.1 Tipos de Armadilhas.

Basicamente, as armadilhas podem ser de dois tipos: estruturais, quando resultam da deformação ou quebra das rochas, por exemplo: anticlinais. Ou ainda estratigráficas, quando geralmente mostram uma superfície de discordância.

2.2.1.1 Armadilha estrutural

Está associada a movimentos tectônicos. Podem ser desde uma falha em contato com uma rocha impermeável e porosa, o que resultará em um *degrau* que acumulará o petróleo ou ainda as deformações produzidas por um domo salino. A Figura 6, mostra três exemplos de armadilhas estruturais.

Figura 6- Modelos de armadilhas estruturais evidenciando as armadilhas em falhas, anticlínios e em domos salinos.

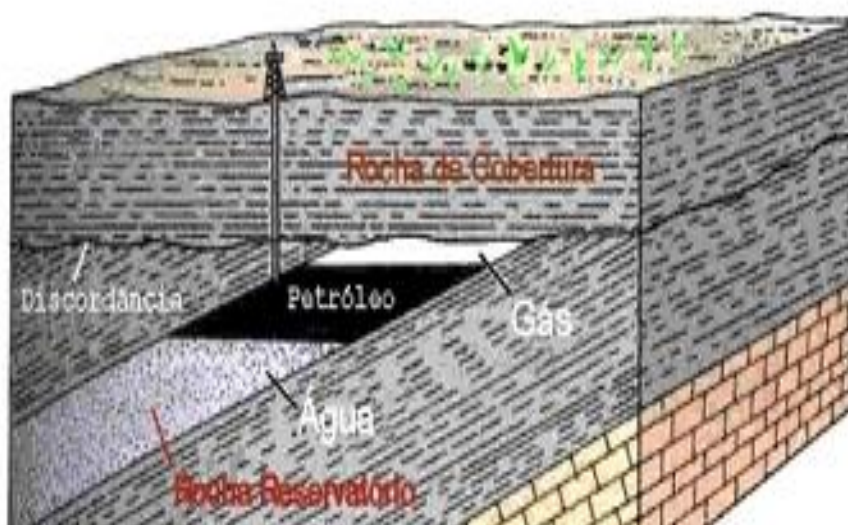


Fonte: DPEP (2011).

2.2.1.2 Armadilha estratigráfica

Caracterizada pela presença de uma superfície de discordância, que pode levar às variações na permeabilidade das rochas e provocando a acumulação de hidrocarbonetos na parte inferior da discordância (Figura 7).

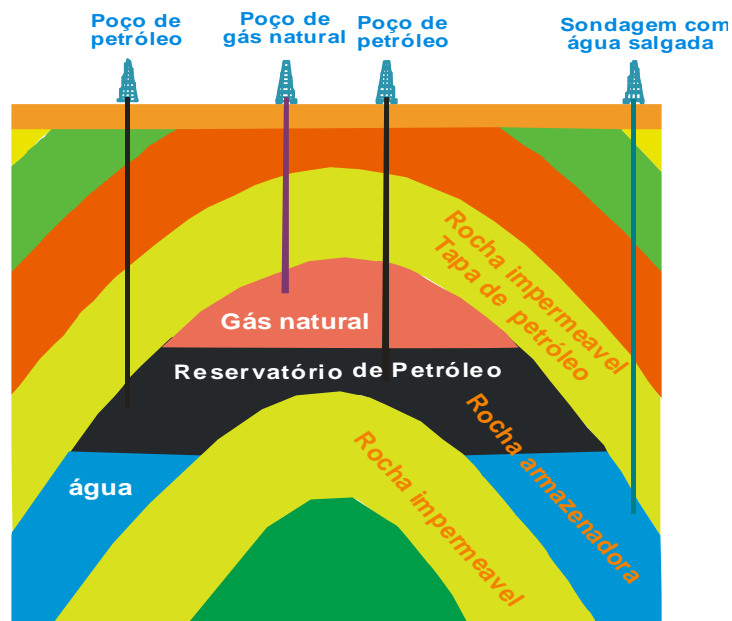
Figura 7- Armadilha estratigráfica evidenciando o comportamento do petróleo em relação às rochas reservatório e de cobertura



Fonte: DPEP (2011).

As combinações de armadilhas estruturais e estratigráficas resultam nas chamadas armadilhas mistas (Figura 8).

Figura 8- A combinação da armadilha estrutural e estratigráfica.



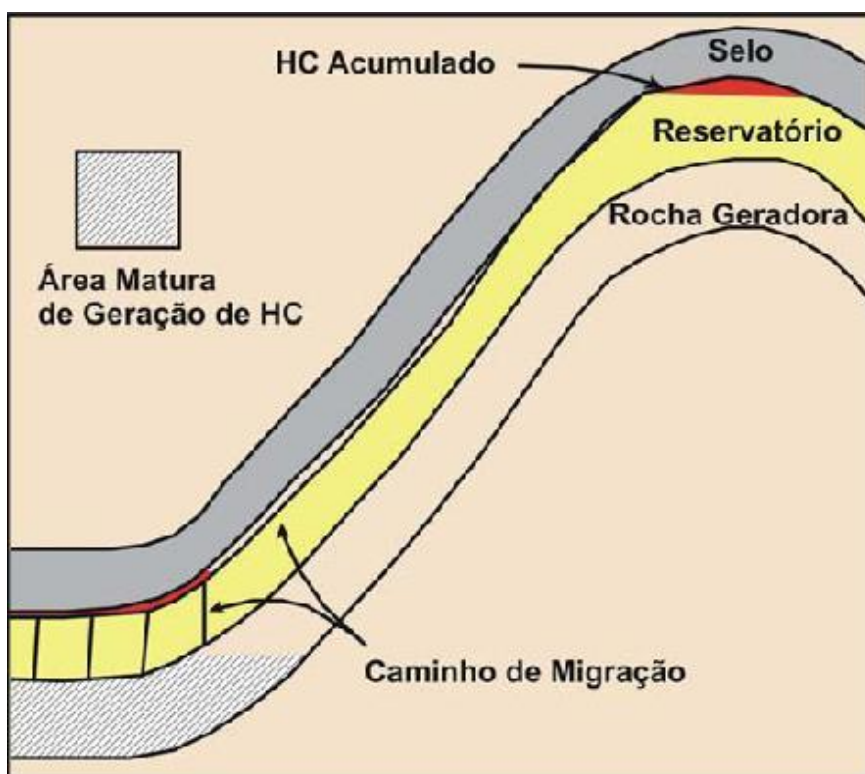
Fonte: DPEP (2011).

3 CARACTERÍSTICAS DAS ROCHAS SELANTES

Como já dito anteriormente, os fluidos petrolíferos no interior da armadilha devem estar em uma situação de impermeabilização que os impeça de escaparem, condição essencial das rochas selantes situadas acima das rochas reservatório. Estas rochas impedem o escape dos fluidos e ajuda a formar uma acumulação petrolífera⁵.

As rochas selantes são normalmente de granulometria fina (folhelhos, siltitos, calcilutitos) ou qualquer outra rocha de baixa permeabilidade, cuja transmissibilidade de fluidos seja inferior à dos reservatórios a que estão associados, por exemplo, evaporitos diversos, rochas ígneas intrusivas, etc. (Fig.9). (MILANI; BRANDÃO; GAMBOA, 2000). Mathias, Barros e Santos (2011) indica como os selantes mais adequados, os folhelhos e os evaporitos. Outros tipos de rochas também podem ser selantes: rochas carbonáticas, rochas ígneas, etc.

Figura 9 – Relação entre selos e os elementos de um sistema petrolífero



Fonte: (SOUZA, 2009).

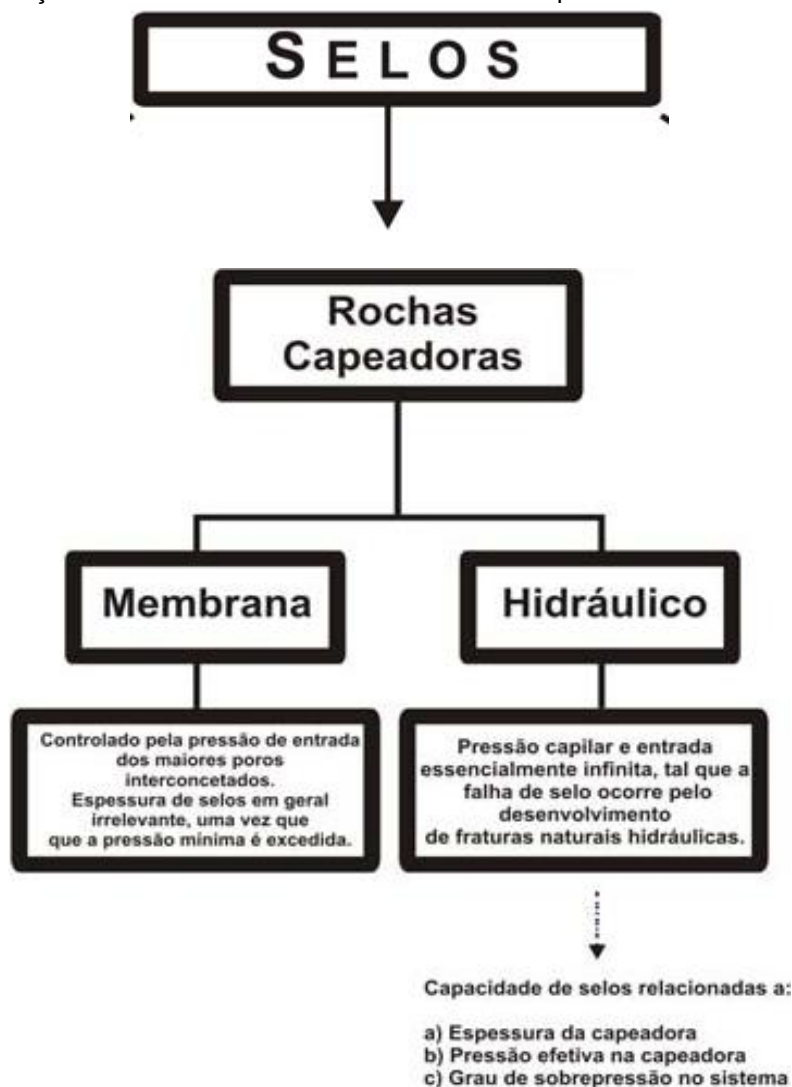
⁵ A rocha selante deve ser dotada da plasticidade, característica que a capacita a manter sua condição selante mesmo depois de submetida a esforço deformacional.

3.1 TIPOS DE SELANTES

Mathias, Barros e Santos (2011) estabelece que há dois tipos de selantes relacionados a rochas capeadoras (Figura 10): o do tipo membrana e tipo hidráulico.

A rocha selante tipo membrana mostra uma estrutura sedimentar semelhante a uma barreira que dificulta a migração dos hidrocarbonetos das rochas-reservatório, o que favorece a acumulação. Este selo apresenta baixa permeabilidade e ocorre superposto ao reservatório.

Figura 10 - Classificação dos selos de hidrocarbonetos em subsuperfície



Fonte: (Modificado de WATTS (1987) *apud* SOUZA (2009))

Já quanto ao selante hidráulico, Souza (2009) diz que este confere às rochas baixa condutividade hidráulica, aumentando a retenção das colunas de hidrocarbonetos líquidos ou gasosos⁶.

3.1.1 Folhelhos

Segundo Mathias, Barros e Santos (2011) folhelhos são as rochas predominantes dos ambientes sedimentares e são classificadas como detríticas. Apresentam fissilidade, e riqueza de frações finas, como os siltes e argilas. Os depósitos de folhelho estão sujeitos a interposição de cimentos, ou compressões, e por isso são considerados não-móveis, ou seja, rochas argiláceas consolidadas.

3.1.1.1 Argilitos

Também comuns aos ambientes petrolíferos há os argilitos, porém estes se diferenciam dos folhelhos por apresentar um aspecto mais maciço, compactado e endurecido, enquanto os folhelhos mostram lâminas finas e paralelas esfoliáveis.

3.1.2 Evaporitos

O evaporito é gerado em ambiente com baixo aporte de terrígenos, associado a clima seco e taxas de evaporação elevadas, o que leva à formação de uma salmoura que é base da formação dos evaporitos. Estas rochas, em geral, estão associadas a ambientes altamente produtivos em matéria orgânica. (MATHIAS; BARROS; SANTOS, 2011) cita a relação existente entre seqüências espessas de evaporitos e campos gigantes de petróleo.

⁶ A eficiência selante de um selante não depende só de sua espessura, mas também de sua extensão.

3.2 Graus de Interferência dos Selantes no Processo Exploratório

3.2.1-Folhelhos

A natureza argilosa dos folhelhos pode causar dificuldades durante a perfuração de poços de petróleo, pois fluido de perfuração deve ser projetado com uma composição química especial de modo a minimizar efeitos de interação com estes minerais. Os efeitos de interação podem ser consideráveis quando há presença de minerais expansivos como a esmectita.

De acordo com o Rabe (2002), o método utilizado para se manter o poço estável é utilizar fluidos especiais de perfuração base óleo (OBM - *oil base mud*) que ajudam a reduzir o fluxo de água e íons para a formação, devido a sua grande pressão capilar na interface fluido-folhelho. Uma das vantagens da utilização de OBM é a diminuição da interação físico-química que pode ocorrer entre as rochas, também possuem uma baixa taxa de correção, características que geram bons resultados na perfuração⁷.

Por outro lado, existem pesquisas que mostram que fluidos de perfuração com em base água (WBM - *water base mud*), ou seja, fluidos contendo diversos componentes químicos dissolvidos numa fase contínua podem, quando usados em formações ativas como folhelhos, levar a problemas de instabilidade de poços, dependendo das características dos folhelhos. No caso de comportamento frágil, ocorrerá deslocamento (*caving*) e o conseqüente alargamento do poço. Já quando o comportamento é plástico pode haver o inchamento (*swelling*), resultando no fechamento do poço, levando ao aprisionamento da coluna de perfuração e perda do poço⁸ Rabe (op. cit.).

⁷ Todavia, nos últimos anos, devido ao seu alto potencial de poluição, o uso destes fluidos em alguns países tem sido condenado. A indústria do petróleo tem interesse no desenvolvimento de um fluido de perfuração ambientalmente seguro e eficaz na estabilização da formação.

⁸ A seleção e utilização do fluido de perfuração adequado têm um importante papel técnico e econômico na perfuração de um poço. Vários aditivos, como lubrificantes, viscosificantes, controladores de perda de fluido, inibidores, reguladores de pH, e outros, são utilizados na composição do fluido. Cada aditivo tem uma função específica, sendo o custo do fluido de perfuração diretamente proporcional à quantidade e tipos de aditivos utilizados. Ainda que responsável por uma significativa porcentagem dos custos da perfuração de poços, um fluido de perfuração adequado, mesmo que seja caro, pode significar grande economia se evitar alguns dos problemas de instabilidade relatados anteriormente.

3.2.2 Evaporitos

Quanto aos evaporitos, também há registro de dificuldades operacionais durante a perfuração, tais como o aprisionamento de coluna de perfuração e o colapso do poço. Também as deformações dos sedimentos adjacentes aos sais associados às tensões de perturbações levam à instabilidade do poço ou diminuição da circulação (FONTOURA; BOTELHO; INOUE; MACKAY, 2007).

4 QUADRO GERAL DO MESO-CENOZOICO

4.1 MESOZOICO

Segundo Vasíliev; Milnichuk e Arabadzhi (1981) os limites entre o Paleozóico e o Mesozóico podem ser mostrados com o ápice do Hermiciano, o que levou a uma renovação do mundo orgânico. Ainda segundo estes autores, há uma clara divisão em três etapas. Cada qual identificada por uma maciça propagação de grupos singulares de animais e plantas com particularidades de estrutura e desenvolvimento, isto é, três sistemas: Triássico, Jurássico e Cretáceo.

Para Hartwig e Riccomini (2009) estas divisões põem ser reconhecidas na evolução tectônica no Brasil, sendo representada por processos de reativação, a partir do Jurássico, que levaram à abertura do Oceano Atlântico Sul (ALMEIDA 1967, 1969 apud RICCOMINI et al. op.cit). Esta abertura foi responsável pelo desenvolvimento de bacias costeiras e continentais, bem como de porções soerguidas adjacentes (serras do Mar e da Mantiqueira), e intenso magmatismo de básico a alcalino (ALMEIDA 1976, ASMUS & FERRARI 1978, HASUI et al. 1978, MELO et al. 1985, ALMEIDA 1986, RICCOMINI 1989, ALMEIDA & CARNEIRO 1998, RICCOMINI & ASSUNÇÃO 1999, FERRARI 2001, RICCOMINI et al. 2004, RICCOMINI et al. 2005, ZÁLAN & OLIVEIRA 2005 apud RICCOMINI, op.cit).

4.1.1 Triássico

De acordo com Vasíliev; Milnichuk e Arabadzhi (1981) o Triássico pode ser caracterizado por soerguimentos intensivos em todas as plataformas maciças, tanto no Hemisfério Boreal como no Austral, que levou a regime

continental. A denudação predominou sobre as acumulações de sedimentos, devido a isso as plataformas superficiais não mostram depósitos do Triássico. Já nas regiões onde existem os depósitos está representado quase exclusivamente por formações continentais Vasíliev; Milnichuk e Arabadzhi (1981). O Triássico pode ser representado por diversos tipos de arenitos, argilas vermelhas e margas.

O Triássico inferior é caracterizado por sedimentos das formações Vetlugense e Baskunchakense. O nível Vetlugense está composto por rochas terrigenas vermelhas: argilitos e argilas. Na camada de coloração vermelha existem restos de peixes, conchas e ostracodes do tipo Conchostraca, girogonites algas Charophyta, pólen de gimnospermas e esporos de samambaias .

O Triássico médio é composto principalmente por argilitas cinzas e marrom-esverdeadas, e camadas de arenito cinzento e por raras intercalações oblíquas de arenito e calcário de cinza a médio.

O Triássico superior mede aproximadamente 480 m está representado por formação Keuper e por base Rhetense. O Keuper é formado por argilas coloridas, argilitos e arenitos. As rochas contêm pólen de gimnospermas e esporos de Pteridofitas. Já o Rhetense apresenta composição litológica semelhante aos do Keuper e formam praticamente uma camada única de areia-amarronzada.

No Brasil, há a indicação de depósitos triássicos na Bacia do Chaco-Paraná, Rio Grande do Sul se estendendo até o Uruguai (Superseqüência Sanga do Cabral). Estes registros mostram que o Rio Grande do Sul e o Uruguai passaram por processos tectônicos singulares que controlaram a sedimentação durante o Triássico ou que preservaram estes depósitos de uma erosão generalizada ocorrida em tempos posteriores Zerfass (2003).

4.1.2 Jurássico

Segundo Vasíliev; Milnichuk e Arabadzhi (1981) o Jurássico⁹ inferior mede aproximadamente 120 m de espessura e é representado principalmente

⁹ Os depósitos do Jurássico foram registrados na Europa e em outros continentes, sendo caracterizados por fauna vaiada e abundante.

por depósitos continentais com lentes de linito. Ocasionalmente, em sua porção superior pode mostrar substratos areno-argilosos com resquícios de fauna marinha.

O Jurássico médio se caracteriza por argilas cinzentas, folhelhos e arenitos que apresentam restos vegetais abundantes. A espessura do Jurássico médio varia de 130 a 260 m.

Já o Jurássico superior é representado pelos níveis do Jurássico médio, Oxfordense, Kimmeridgian e Volguense superior e inferior. Os primeiros três níveis mostram seqüências areno-argilosas quartzo-glauconíticas com fosforitos. A espessura do Jurássico superior mede aproximadamente 250 a 500 m (VASÍLIEV; MILNICHUK; ARABADZHI, 1981).

Quanto ao Brasil, sobre o Mesozóico podem ser citados os estudos de Petri e Fúlfaro (1983) que abordaram a geologia do Brasil no início do Mesozóico, com especial interesse em bacias intracratônicas. Provavelmente, houve sedimentação continental em depressões de geometria diversificada ou sob a forma de cobertura no início do Mesozóico. As condições de sedimentação, quando comparadas às do Paleozóico, tendem a ser subáreas com viés para climas mais secos. No entanto, estes mesmos autores alertam para o fato de haver variações neste tipo de associação e citam como exemplo a Bacia do Amazonas, que difere das outras bacias intracratônicas devido à presença de magmatismos básicos mais antigos, que datam da passagem do Permiano para o Triássico e Jurássico, indicando uma provável ausência de sedimentação triássica.

4.1.3 Cretáceo

Os depósitos cretácicos mostram a maior amplitude na plataforma européia oriental, especialmente na parte meridional. A partir daí, os registros vão até a superfície, sendo cobertos por formações neogenopaleógenas e quaternárias. A espessura do Cretáceo tem cerca de 2000 m. (VASÍLIEV; MILNICHUK; ARABADZHI, 1981).

O Cretáceo inferior é composto principalmente por sedimentos argilo-arenosos com quartzo e glauconita, associados à concreções de fosforitos, mais e argilas escuras.

Já o Cretáceo superior mostra uma predominância de arenitos ferruginosos, argilas e registros de caulim. (VASÍLIEV; MILNICHUK; ARABADZHI (1981).

No Brasil, Oliveira (2009) mostra que a Bacia Potiguar teve a sua evolução tectônica relacionada a esforços extensionais durante o Cretáceo Inferior (Neocomiano), seguido de rifteamento que culminou com a separação da placas sul-americana e africana.

4.2 CENOZÓICO

Para Vasíliev; Milnichuk e Arabadzhi (1981), uma das razões de se estudar o Cenozóico se deve à produção de matéria orgânica. Houve o desenvolvimento e a propagação da plantas angiospermas. Esta vegetação pode guardar relação com a geração de recursos energéticos. O estudo do Cenozóico pode ser feito a partir de sua divisão em três sistemas: o Paleógeno, o Neógeno e o Quaternário.

4.2.1 Paleógeno

Segundo Vasíliev; Milnichuk e Arabadzhi (1981) os registros litológicos paleogênicos ocorrem na plataforma européia oriental, concentrados no âmbito das zonas sinclinais da Ucrânia e do Mar Cáspio, sendo representados por arenitos quartzo-glauniticos e argilitos¹⁰. Estes últimos de aspecto opaco, mas com ocorrências de ostras e esponjas. A espessura do Paleógeno na Ucrânia varia de 100 a 350 m.

O Eoceno é composto por arenitos glauconíticos, mais arenitos e argilas carbonatadas.

¹⁰ Porém, na zona do Volga e na depressão de Cáspio é representado por argilas do tipo *opoka* com registros de quartzo.

Por outro lado, a porção inferior do Oligoceno mostra arenitos e argilas quartzo-glaucônicas, porém na porção superior (Oligoceno) incidem arenitos brancos, quartzosos com caulim, provavelmente de origem continental Vasíliev; Milnichuk e Arabadzhi (1981).

Delgado (2004), consideram que o Paleógeno no Brasil é um dos períodos mais desconhecido do ponto de vista de registros paleontológicos, e também por causa da carência de estudos.

4.2.2 Neógeno

Segundo Vasíliev; Milnichuk e Arabadzhi (1981) os depósitos do Neógeno são registrados nas mesmas regiões do Paleógeno, porém possuem menos amplitude, por exemplo, na plataforma europeia oriental, há uma concentração nas zonas sinclinais do Mar Negro e do Cáspio, que é evidenciada por duas seções: o Mioceno e o Plioceno. O Neógeno apresenta uma espessura que varia de 150 a 2000 m na depressão do Mar Negro.

O Mioceno apresenta a sua base composta por rochas areno-argilosas com inclusões carboníferas, porém acima ocorrem calcários e argilas com gipsita intercalada. Em algumas regiões há a presença de recifes calcários, compostos por restos de briozoários e moluscos. Também são apontadas argilas calcárias, intercalados por calcários organogênicos (VASÍLIEV; MILNICHUK; ARABADZHI, 1981).

Por sua vez, o Plioceno cobre de modo transgressivo as rochas do Mioceno como calcários organogênicos, acima de argilas e arenitos com resíduos de moluscos de água doce.

No Brasil, Petri e Fúlfaro (1983) apontam a Bacia da Foz do Amazonas como de idade miocênica em sua parte superior do Membro Mexiana, sendo de mesma idade também o Membro Araguari da Formação Marajó, mais a parte superior da sucessão Tambaqui e Sucessão Tamoatá da Formação Amapá. A Bacia do Amazonas aparenta ter sido constituída em área soerguida, sujeita a erosão, durante o Mioceno.

4.2.3 Quaternário

Os depósitos do Quaternário são formações mais recentes e se diferenciam daquelas mais antigas. Em algumas regiões cobrem de modo discordante formações geológicas de idades diferentes.

Os registros litológicos são apontados como sedimentos frágeis, arenosos e argilosos. No caso dos sedimentos marinhos quaternários, estes estão localizados no fundo dos mares e oceanos. Contudo, nos continentes as formações marinhas quaternárias estão limitadas aos vales fluviais atuais. Neste último caso, os sedimentos se mostram como estratos oblíquos areno-argilosos aluviais e mal selecionados com resíduos de fauna de água doce. Já em regiões desérticas e semidesérticas, estas superfícies estão cobertas por depósitos eólicos (VASÍLIEV; MILNICHUK; ARABADZHI, 1981).

Barreto; Bezerra; Giannini; Suguio; Tatumi e Yee (2004) registrou a importância dos depósitos quaternários no Rio Grande do Norte, em sua porção costeira, apontando sua origem como um provável retrabalhamento de arenitos da própria planície costeira e de sedimentos da Formação Barreiras.

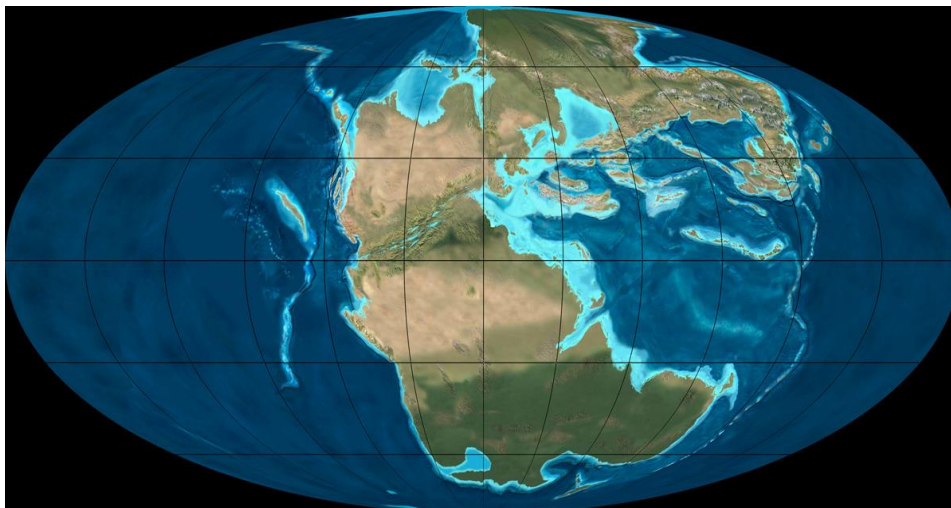
4.3 EVENTOS GEOLÓGICOS DO MESOZÓICO-CENOZÓICO

4.3.1- Mesozóico

Segundo Vasíliev; Milnichuk e Arabadzhi (1981) existiram amplas plataformas durante o Triássico e devido a um extenso território, conservou-se um regime continental, a partir do final do Paleozóico superior. O Triássico foi uma época no qual os sedimentos continentais foram formados.

No Triássico inferior as águas do mar cobriam porções restritas no extremo sudeste da Plataforma Européia Oriental com transgressões marinhas em partes isoladas (Figura 11).

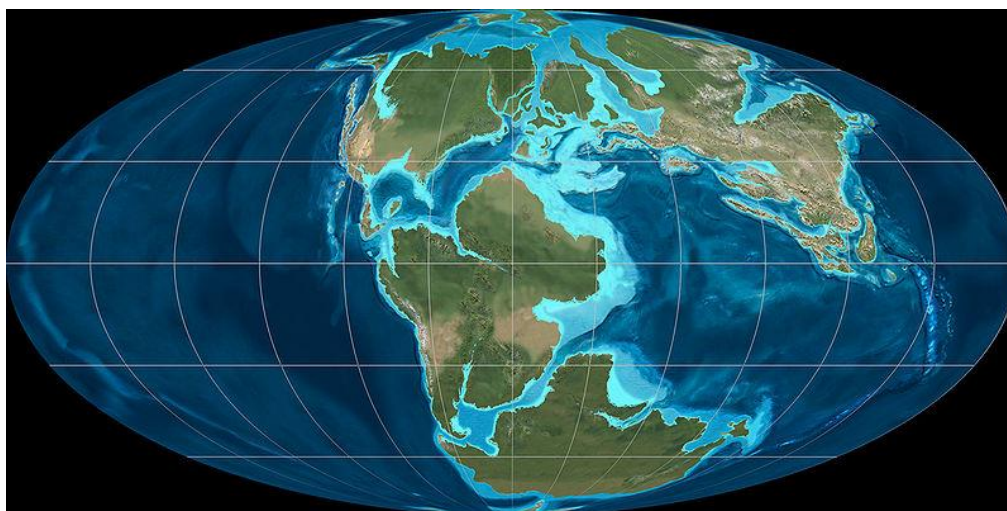
Figura 11 - O primeiro período do Mesozóico durou de 251 M.a. até 199,6 M.a. A América do Sul apresentava grandes extensões deserto-arenosas que formariam o Arenito Botucatu, principal rocha do Aquífero Guarani.



Fonte: Wikipedia (2012).

Já no início do Jurássico, ao longo das plataformas, ocorreu um regime continental em quase toda parte, junto com denudação que predominou sobre a sedimentação (Figura 12).

Figura 12- O segundo período do Mesozóico foi de 199,6 M.a. a 145,5 M.a. Foi o período em que a Pangéia começou a se dividir, originando a Laurásia (ao Norte) e o Gondwana (ao Sul). Este também se dividiu, gerando a África e a América do Sul.



Fonte: Wikipedia (2012).

No Jurássico médio a transgressão marinha cobriu o sul da Plataforma Européia Oriental havendo a formação de camadas areno-argilosas. Dentro dos limites do Gondwana às margens do Oceano Índico, houve a formação de seqüências marinho-costeiras resultantes da separação continental (depressão do Índico). Ainda na metade do Jurássico a partir de uma grande transgressão foram formadas seqüências terrigenas-carbonatadas.

Contudo, no Jurássico superior as transgressões marinhas tiveram caráter global, resultando em acumulações de argilas escuras e de arenitos quartzo-glauconíticos com intercalações e lentes fosforíticas. E ainda sob o um regime de plataformas também foram formados depósitos areno-argilosos, que também apresentam intercalações de concreções fosforíticas (VASÍLIEV; MILNICHUK; ARABADZHI, 1981).

Transgressões também podem ser observadas no Cretáceo dentro dos limites da Plataforma Européia Oriental Vasíliev; Milnichuk e Arabadzhi (1981). (op.cit.).

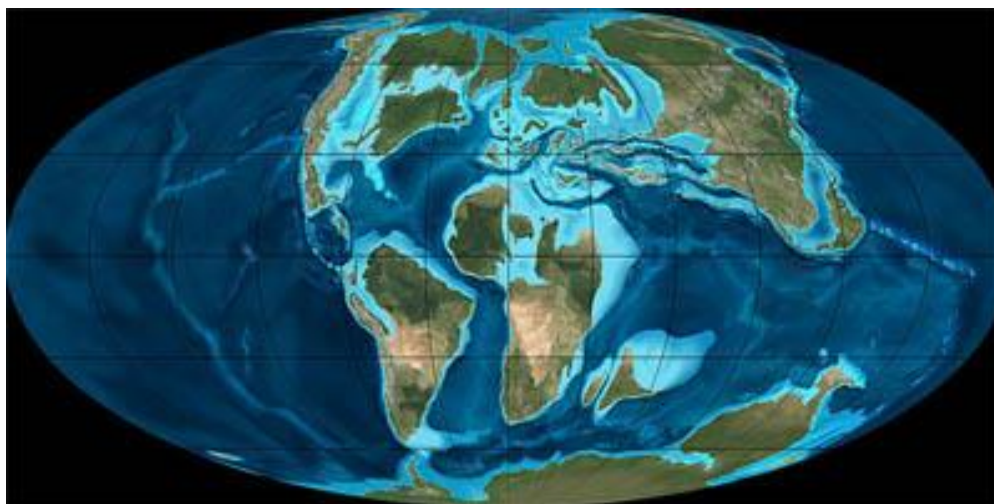
Uma das mais importantes está ligada ao Cretáceo inferior, associada a metade Meridional da citada plataforma. Esta transgressão contemporânea do Gondwana abrangeu extensões da África do Norte, América do Sul, Indonésia, Austrália, e também a depressão do Oceano Índico adquiriu os contornos atuais aproximados. No final, com a formação de outra depressão na parte meridional do Atlântico, a América do Sul se separou da África. Os depósitos do cretáceos do Gondwana são tipicamente de sedimentos terrígeno-carbonatados com espessas trapas, com registros de ocorrências esparsas de calcáreos.

Nas zonas Paleozóicas, apesar da superposição do Cretáceo, houve a conservação do Jurássico superior, enquanto nas depressões surgiram plataformas com arenitos quartzo-glauconíticos com concreções fosforíticas, mais argilas. Nestas porções houve a deposição de sedimentos marinhos, sendo que e, porções localizadas do Cretáceo inferior podem ser vistos depósitos de origem continental.

Hartwig e Riccomini (2009) escrevem que a evolução tectônica da atual região costeira do sudeste do Brasil foi marcada por um importante processo de reativação, a partir do Jurássico, que culminou com a abertura do Oceano

Atlântico Sul, sendo este processo responsável pelo desenvolvimento de bacias costeiras e continentais, bem como de porções soerguidas adjacentes, que caracterizam as serras do Mar e da Mantiqueira (Figura 13).

Figura 13- O último período da Era Mesozóica começou há 145,5 M.a. e terminou 65,5 M.a. Durante ele, os continentes começaram a adquirir a atual conformação.



Fonte: Wikipedia (2012).

4.3.2 Cenozóico

De acordo com Brito (1989) o limite inferior ou marco inicial da era Cenozóica é considerado como a passagem do Maastrichtiano, andar superior do Cretáceo, para o Daniano, andar inferior do Paleoceno, há cerca de 65,5 milhões de anos quando muitas modificações na superfície da terra foram registradas e grandes grupos, principalmente de répteis e moluscos, só para citar dois exemplos, se extinguiram completamente.

A Era Cenozóica é subdividida nos períodos Terciário e Quaternário sendo que a duração do primeiro engloba a quase totalidade do tempo da era. Por causa disso, alguns estudiosos preferem considerar a separação em dois períodos delimitados aproximadamente na metade do tempo quando ocorreram grandes modificações na fauna, o que aconteceu entre as épocas Oligoceno e Mioceno, há aproximadamente 23,7 milhões de anos. Considerando-se essa subdivisão o período mais antigo é denominado Paleoceno e o mais novo de Neogeno. No período Cenozóico houve intensa atividade vulcânica e a

formação de grandes cadeias montanhosas, como os Andes, os Alpes e o Himalaia.

Durante o Oligoceno ocorreu também a separação da Austrália e Antártida na terceira época do Paleogeno e do Oligoceno. Por outro lado a América do Sul encontrava-se unida à América do Norte, mas viriam a se separar durante grande parte do Cenozóico, mas depois se uniram através do istmo do Panamá.

No Brasil, diversos estudos mostram o registro de todos estes eventos. Por exemplo, os processos responsáveis pela origem e evolução da Bacia do Paraná são associados à propagação dos esforços gerados pela convergência entre a placa Pantalassiana e a paleomargem sudoeste do Gondwana, com choques ocasionais de terrenos alóctones durante o Fanerozóico; o reflexo desta tectônica é considerado como a causa dos principais ciclos de subsidência da bacia, propiciando a sedimentação das diversas unidades que compõem o seu arcabouço estratigráfico (GODOY; GUEDES; HACKSPACHER; HADLER NETO. 2006).

Segundo Godoy; Guedes; Hackspacher e Hadler Neto. (2006) o Mesozóico-Cenozóico da bacia do Paraná obteve a influência de eventos tectônicos relacionados com a ruptura do Gondwana, abertura do Oceano Atlântico e conseqüente migração da Placa Sul Americana para oeste. Estes processos tectônicos foram iniciados no Neojurássico, denominados de Reativação Waldeniana, provocou no Eocretáceo o magmatismo Serra Geral. Após este magmatismo, iniciaram-se os processos de separação continental e abertura do Oceano Atlântico. A resposta estrutural da Bacia do Paraná a toda esta evolução tectônica é caracterizada pela reativação de estruturas pré-existentes no seu embasamento.

5- GERAÇÃO E ACUMULAÇÃO DE PETRÓLEO NO MESOZÓICO-CENOZÓICO

Como já visto no capítulo anterior, durante o Cenozóico houve a formação de litologias associadas às zonas de interesse petrolífero, assim como dos ambientes favoráveis à formação de petróleo. Como características podem ser destacadas as rochas geradoras, como os folhelhos e os calcários,

e a presença de prováveis selantes, neste caso de evaporitos, uma vez que as condições para a sua formação também estiveram presentes. Este conjunto de fatores torna o Meso-Cenozóico como um dos intervalos de tempo mais favoráveis à prospecção de petróleo (vide Quadro 1).

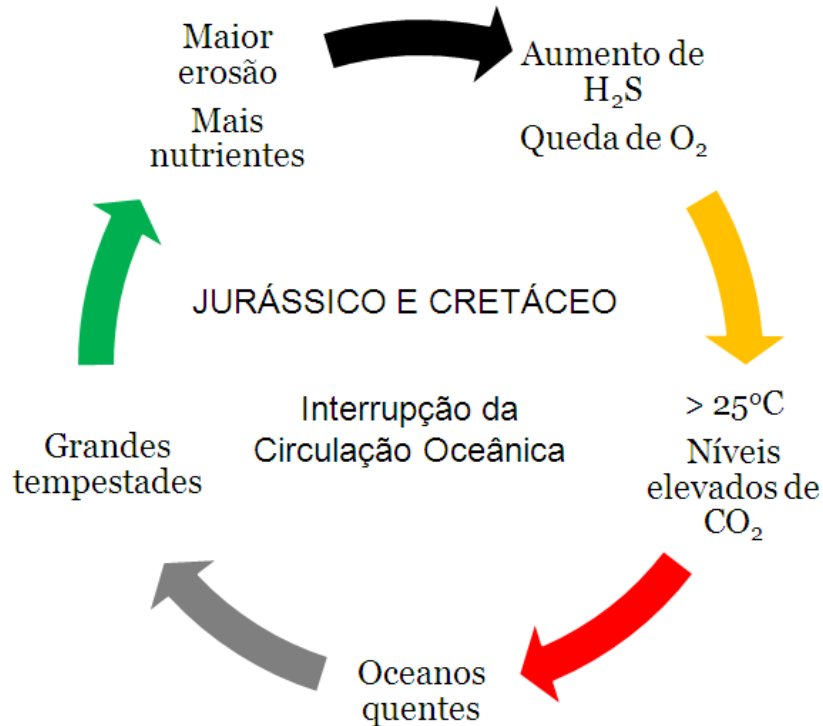
5.1 ROCHAS-FONTE E O MESO CENOZÓICO:

Além das litologias essenciais aos reservatórios e aos selantes também é necessário que haja as condições adequadas à geração e preservação de matéria orgânica com potencial para gerar petróleo (vide Quadro 2). Sob estes aspectos, o Meso-Cenozóico deve ser entendido como um intervalo de tempo em que houve grande produção de matéria orgânica e condições favoráveis de preservação devido a ocorrência dos OAE (*oceanic anoxic events*), i.e., Eventos Anóxicos Oceânicos de escala global, ou simplesmente Eventos Anóxicos. Hoje em dia, é admitido que estes eventos estão relacionados as maiores produções de petróleo e gás.

O termo OAE (evento anóxico) foi criado por Schlanger e Jenkins (1976) para as extinções em massa da fauna marinha. Acredita-se que os eventos anóxicos se relacionam a: i) Interrupções na circulação oceânica; ii) Aumento da temperatura global e; iii) Aumento da presença na atmosfera de gases como o CO₂ e o CH₄.

Basicamente, as condições para a ocorrência de um evento anóxico partem de uma temperatura média acima de 25 °C e níveis elevados de CO₂ na atmosfera. Estes níveis de dióxido de carbono usam como referência os níveis da Revolução Industrial. Schlanger e Jenkins (op.cit.) disseram que níveis CO₂ de seis a sete vezes acima daqueles registrados durante a revolução Industrial podem desencadear um evento anóxico. O aumento da presença de dióxido de carbono na atmosfera pode estar relacionado ao aumento do vulcanismo. Com mais CO₂ na atmosfera, a temperatura média das águas sobe e pode desestabilizar as moléculas de metano aprisionadas em clatratos, levando a um aumento ainda maior da temperatura. A maior temperatura favorece uma maior precipitação, na forma de tempestades violentas, o que incrementa a taxa de erosão das rochas e levando mais material para as massas de água. Todos estes elementos conjugados podem levar ao impedimento da circulação

oceânica. A matéria orgânica rica em lipídios presente nos oceanos e mares então precipita, juntamente com o material em solução, o que leva a condições de preservação adequadas à geração de petróleo (Fluxo 1).



Fluxo 1 – Aspectos climáticos do Jurássico e Cretáceo.

Schlanger e Jenkins (1976) afirmaram que estas condições climáticas eram típicas do Jurássico e do Cretáceo (especialmente Toarciano, Cenomaniano e Turoniano), que representam um intervalo de tempo de interesse da indústria de petróleo, devido as acumulações relacionadas a essas idades (Quadro 05):

Quadro 5 – Eventos anóxicos e suas ocorrências no mundo.

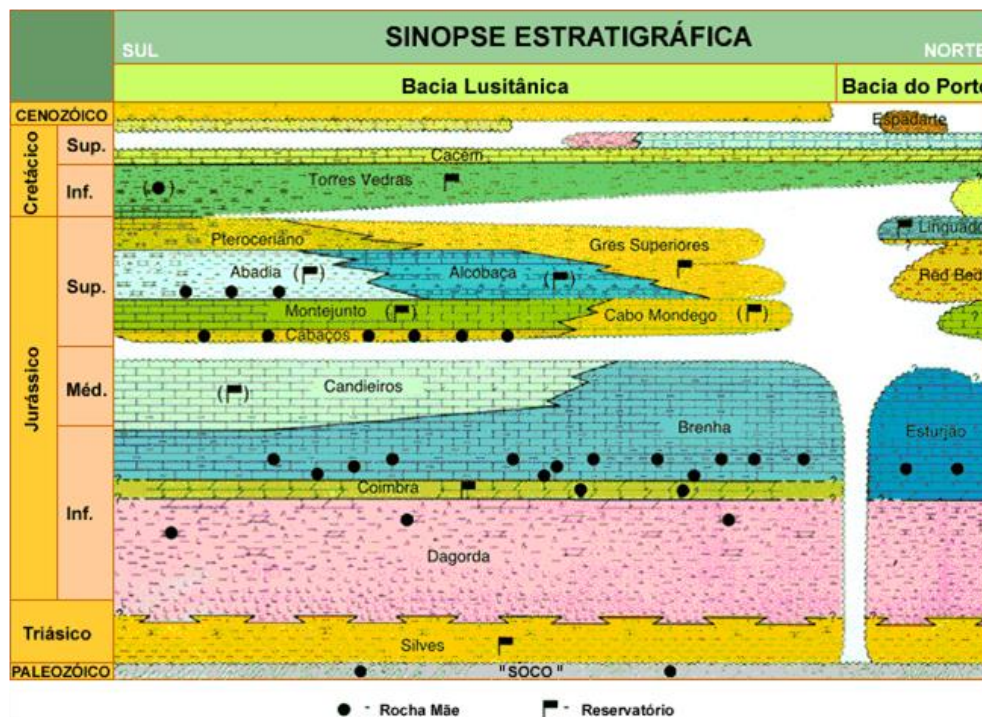
Sistema	OAE	Ocorrência	M.a.	Nome do Evento
Cretáceo	3	Coiniaciano – Santoniano	86	
Cretáceo	2	Limite Cenomaniano – Turoniano	93	Bonadelli
Cretáceo	1d	Final do Albiano	99	Breistoffer
Cretáceo	1c	Final do Albiano	102	Toolebuc
Cretáceo	1b	Albiano	109-113	Leenhardt - Urbino Paquier Monte Nerone Jacob 113
Cretáceo	1a	Início do Aptiano	120	Goguel, Selli
Cretáceo	Weissert	Valangiano – Hauteriviano	132	Weissert
Jurássico	OAE	Toarciano	183	Posidonienschierfer

Tomando como exemplo dos mais didáticos o Jurássico Inferior (Sinemuriano superior ao Toarciano inferior - correspondentes à base da formação de Brenha ao norte da bacia Lusitana (DPEP, 2011) há o registro de argilitos marinhos de ambientes profundos e ricos em matéria orgânica produtora de óleo. O petróleo que foi encontrado é leve (baixo teor de enxofre)¹¹. Análises geoquímicas mostram valores de COT entre 0,2 e 5,8 % e

¹¹ Recuperado em testes de curta duração.

reflectância média de vitrinito entre 0,7 e 2,0 %, com espessuras das geradoras variando de 140 a 190m, o que coloca essas amostras na janela de óleo-gás. Estes argilitos aparentam ter sido depositados nos principais depocentros em ambiente redutor (Figura 14).

Figura 14 – Estratigrafia da Bacia Lusitana mostrando as geradoras.



Fonte: DEPE (2011).

Na porção sul da referida bacia há uma seqüência sedimentar do Jurássico Superior com geradoras do Oxfordiano superior, as quais são calcários maciços associados a um ambiente marinho profundo, mais calcários betuminosos de costeiros a lacustres, desenvolvidos em sinclinais. As análises geoquímicas das amostras do Sul da bacia Lusitana (Torres Vedras - Montalegre) mostram valores de COT de até 3 % e níveis de maturação que variam rapidamente de imaturos a super maduros, com espessuras de geradoras entre 20 a 110 m.

Outras zonas de idade semelhante e com potencial gerador têm sido identificadas. Boa parte mostra intercalações de margas e argilitos negros ricos em matéria orgânica associados aos evaporitos do Jurássico Inferior

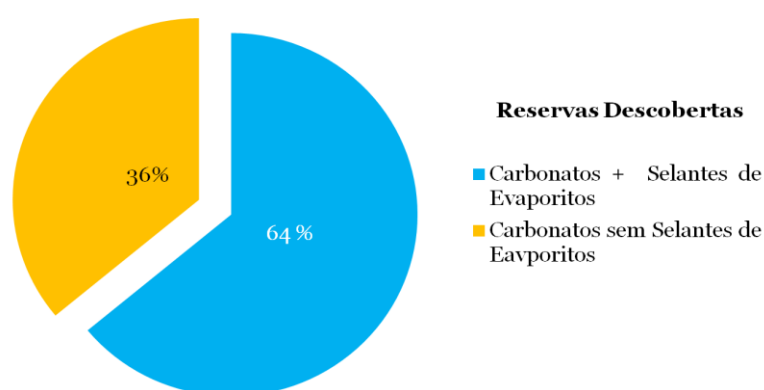
(Hetangianos) cobertos por carbonatos do Sinemuriano inferior. Esta seqüência apresenta potencial gerador para óleo e gás em quase todas as exposições (região central e mais profunda da bacia Lusitana).

5.2 – EVAPORITOS COMO SELANTES DO MESO-CENOZÓICO

Segundo Menezes; Mendonça; Araújo e Souza (2008), a caracterização de rochas geradoras de hidrocarbonetos é uma ferramenta essencial para a avaliação dos riscos exploratórios. De acordo com Huc (1990), o estudo das rochas geradoras e da distribuição das fácies orgânicas associadas a elas, ajuda na elaboração de um plano de avaliação das bacias sedimentares com potencial petrolífero.

Todavia, como já dito no item 3.2, o estudo dos selantes é parte essencial do estudo das armadilhas. Kendall; Weber e Alsharhan (2009), aponta a associação entre carbonatos e evaporitos como das mais importantes em termos de produção de petróleo. Segundo estes autores, dos cerca de 4,1 trilhões de barris de óleo equivalentes (T boe) conhecidos, aproximadamente 2,3 T boe estão em campos carbonáticos e aproximadamente 64% do petróleo descoberto em campos carbonáticos associados aos selantes evaporíticos (Figura 15):

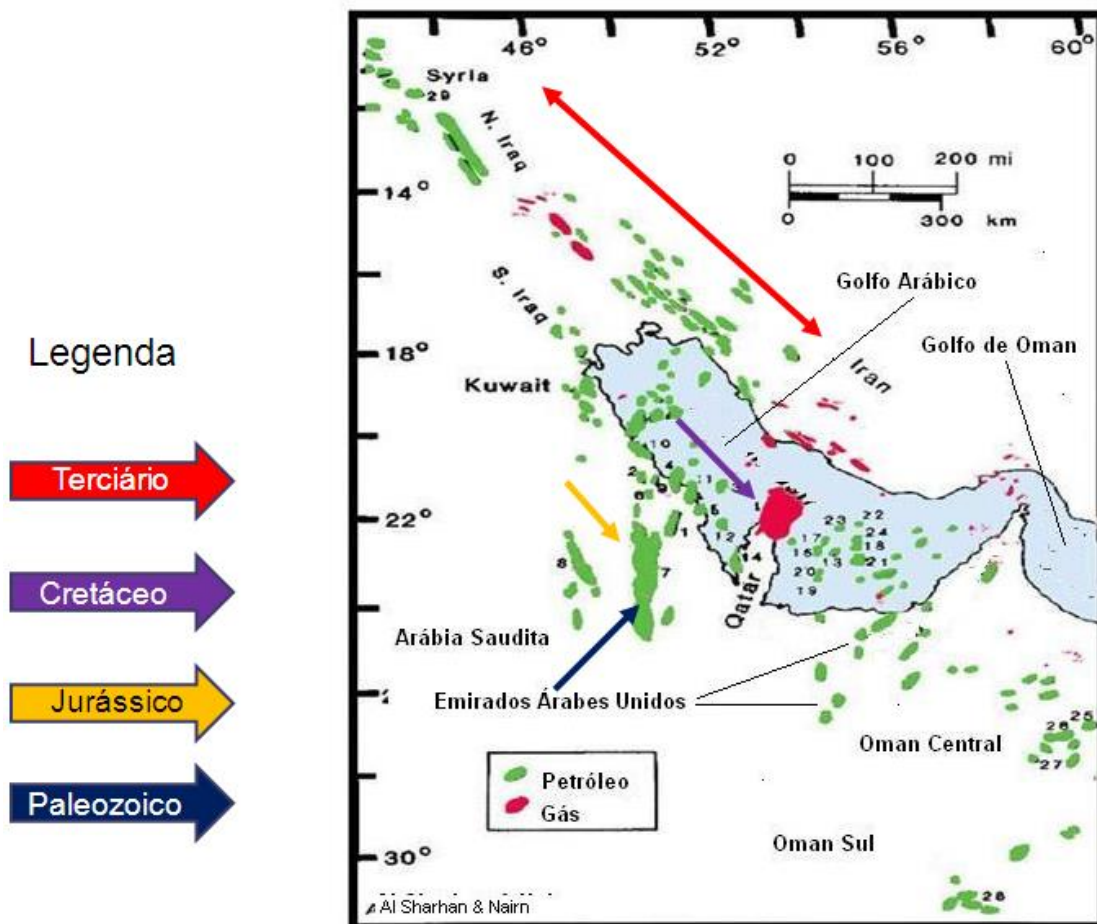
Figura 15 – Participação dos sistemas carbonatos + evaporitos.



Fonte: Weber e Sarge, 2005 apud Kendall; Weber e Alsharhan (2009).

O mesmo grupo de autores também aponta a associação existente entre selantes evaporíticos, carbonatos e zonas intra-placas com bacias restritas, usando como exemplo as ocorrências de petróleo e gás natural do Golfo Árábico (Figura 16):

Figura 16 – Campos da Região do Golfo Árábico Associados aos Sistemas Carbonatos + Evaporitos.



Fonte: adaptado de Kendall; Weber e Alsharhan, 2009.

Os estudos desenvolvidos no Golfo, Ásia Central, Atlântico, Andes e Apalaches ajudam a inferir que houve a acumulação de sucessões de carbonatos e evaporitos em clima árido, associados às margens de placas continentais no início e ao fim das fases extensionais e compressionais dos Ciclos de Wilson¹². Evidências da formação desse conjunto litológico com potencial para a geração de hidrocarbonetos também podem ser obtidas a partir da associação entre evaporitos e o:

¹² Formação, desenvolvimento e fechamento de um oceano com base em tectônica de placas, incluindo formação de *rifts*, ocorrência de subducção, formação de arcos-de-ilha e soergimento de cadeias montanhosas.

- Mesozóico do norte do Golfo do México.
- Mesozóico das margens norte e sul do Atlântico.
- Mesozóico do *rift* do Yemen.
- Mesozóico e Terciário da Eritréia.
- *Rift* leste africano.
- Mar Morto.

Como se vê, uma parcela importante dos campos produtores em nível mundial (Golfo) apresenta como selantes rochas evaporíticas. Dentre as diversas conhecidas, as mais efetivas reconhecidas são a halita, a gipsita e a anidrita. Atualmente, a literatura de geologia de petróleo registra os selantes evaporíticos como mais eficientes que os folhelhos, por exemplo.

Portanto, a partir daqui pode ser apontada uma relação clara entre os eventos do Meso-Cenozóico e a formação de rochas geradoras de petróleo e armadilhas, sendo todo este conjunto em sua parte associado aos campos gigantes do Golfo Arábico e a presença de selantes evaporíticos na maioria dos campos produtores (64%, vide Figura 17). Somente este aspecto, por si só, justifica o estudo destes períodos geológicos e de sua grande proximidade com as rochas evaporíticas.

6 – CONCLUSÕES

Como tentou se mostrar ao longo dos capítulos há relação entre os eventos geológicos do Meso-Cenozóico e a formação de algumas das principais regiões produtoras de petróleo. 64% delas estão associados ao conjunto carbonatos e evaporitos. Autores como Kendall et al (2009) consideram este conjunto litológico (reservatório + selante) como o mais importante do mundo e o associam fortemente aos ciclos de abertura e fechamento de oceanos (Ciclos de Wilson).

Adaptações desses eventos podem ser encontradas no Brasil, como se vê no trabalho de Freitas (2007) que escreveu sobre a Bacia de Taubaté (Formação Tremembé). Ele cita a presença de geradoras de petróleo (folhelhos) de origem lacustre com querogênios do tipo I (TISSOT;WELTE, 1984 apud FREITAS, 2007), caracterizado por ser mais rico em hidrogênio e, portanto, apresentar maior potencial para a geração de hidrocarbonetos líquidos quando comparados aos querogênios dos tipos II (marinho) e III (de origem terrestre). A literatura registra que geradoras de origem lacustrina compõem parte importante das reservas de petróleo na Indonésia, China, Brasil, Sumatra, oeste da África e Austrália (KATZ, 1995).

Petri e Fúlfaro (1983) também mostram interesse no Mesozóico, em especial nas bacias intracratônicas e em uma provável sedimentação continental associada a clima mais seco que o do Paleozóico, o que pode indicar uma provável zona de interesse para a prospecção de hidrocarbonetos, desde que se considere que na passagem do Permiano para o Triássico e Jurássico há registros de magmatismo, o que pode inviabilizar a geração de óleo.

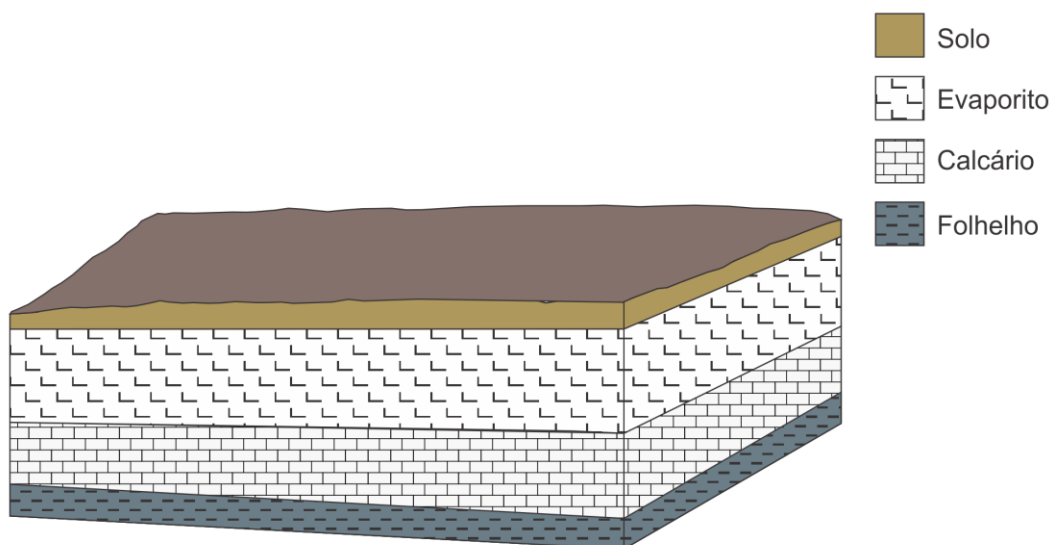
Pelo mundo afora, os estudos ou a produção tendem a se concentrar no Jurássico, como no Oriente Médio, embora as produtoras européias tendam a se concentrar no Jurássico inferior, especialmente o Sinumeriano e o Hettagian. O Brasil, por exemplo, mostra interesse nas zonas de idade Cenomaniana ou Neocomiana e renovou o interesse em bacias com esta datação, sendo que algumas delas apresentam boas perspectivas de produção como a do Pará-Maranhão que apresenta geradoras do Cenomaniano (Cretáceo superior), entre outras.

Os estudos já realizados mostram que há um padrão geológico para o todo o Meso-Cenozóico: selantes característicos (evaporitos), mais carbonatos associados aos ambientes geradores de petróleo (glauconita) e, segundo as particularidades vistas ao longo do Capítulo 4, pode haver um maior ou menor potencial para geração de hidrocarbonetos. Autores que trabalharam na bacia Lusitana, por exemplo, sustentam que há uma menor ocorrência de petróleo no Cenozóico em termos de campos produtores.

Estudos e áreas produtoras mundo afora também mostram estas associações e corroboram os ciclos (de Wilson) e a formação de províncias produtoras apontando, por exemplo, a associação arenitos + carbonatos (folhelhos) com glauconita, um mineral indicador de ambiente raso (até 300 m), associado às plataformas marinhas e, especialmente relacionado à degradação da matéria orgânica e aos ambientes com potencial para a geração de hidrocarbonetos. Um exemplo é a seqüência de evaporitos do Hettangiano, que constitui a rocha selante para os reservatórios do Triássico superior da Formação Coimbra (ver Mondego, Figura 14), com calcários dolomíticos do Sinumeriano depositados sobre uma seqüência evaporítica ou ainda os campos gigantes do Golfo Árabe.

Como os evaporitos são sedimentos formados a partir de minerais dissolvidos em água, os mais comuns são: halita, gipsita e anidrita, estes associados a alta evaporação ou precipitação. A presença desses sais pode gerar condições favoráveis para o aprisionamento dos hidrocarbonetos, logo pode se comportar como uma rocha selante de hidrocarbonetos. Para efeitos práticos, a associação entre evaporitos e carbonatos pode ser demonstrada a partir de dois modelos de armadilhas, em que o arranjo espacial mostra a provável disposição do reservatório em relação ao selante. Inicialmente, há a apresentação das litologias envolvidas e, depois, o arranjo espacial na forma de armadilhas de petróleo (Figuras 17, 18, 19), no qual a figura 17 elaborada por Paulo Henrique Araújo de Lima, em 2012:

Figura 17 – Modelo-base com as litologias envolvidas na formação dos sistemas carbonatos + evaporitos¹³.



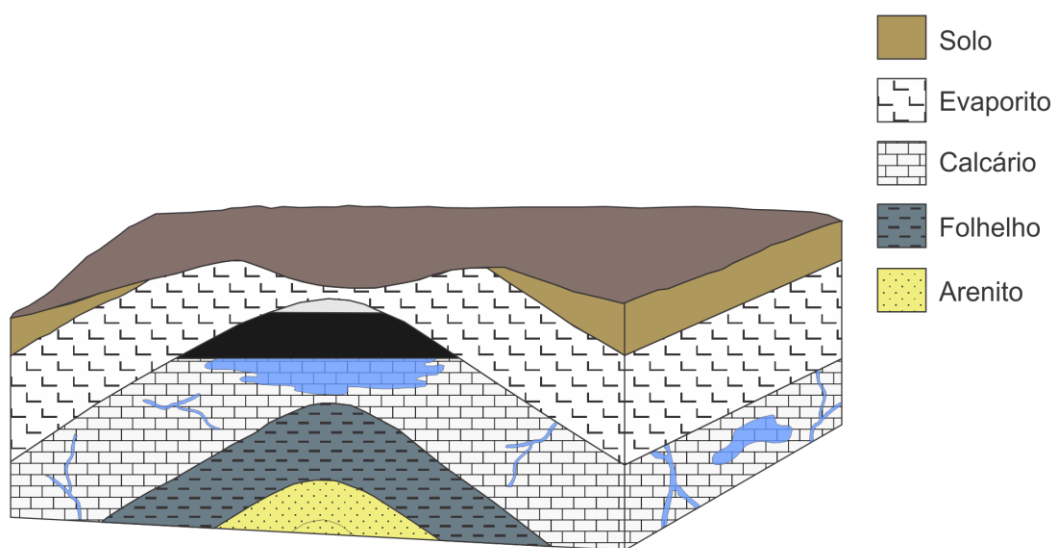
O modelo-base considera que o folhelho como rocha geradora com COT $> 1,0\% \leq 2,0\%$. O reservatório será o carbonato e o selante o evaporito. A partir de agora, considerado já a existência do COT com potencial para geração de hidrocarbonetos, admite-se a ocorrência das condições necessárias à maturação termal da matéria orgânica e formação do petróleo. Como três dos elementos que compõem um sistema petrolífero já estão presentes (rocha geradora, rocha reservatório e selante), a formação da armadilha é uma consequência. Todavia, ainda resta para a configuração do sistema petrolífero a migração e a sincronicidade. Estes últimos são resultantes da evolução da maturação termal (migração) e do ambiente geológico que permitiu a deposição dos carbonatos, em condições como as que existiram no Meso-Ceozóico.

As relações entre migração e sincronicidade também se ajustam à tectônica e a evolução da deposição dos carbonatos. À tectônica se atribui a deformação ou rompimento dos corpos litológicos, como acontece na formação de um anticlinal e na modelagem dúctil de um evaporito. Situações

¹³ Elaboração por Paulo Henrique Araújo de Lima, em 2012.

geologicamente síncronas com a evolução da porosidade secundária do carbonato, o que potencializa a sua capacidade como rocha reservatório. Esta situação geológica típica do Cretáceo pode ser observada na Figura 18 (Elaboração da figura 18 por Paulo Henrique Araújo de Lima, em 2012):

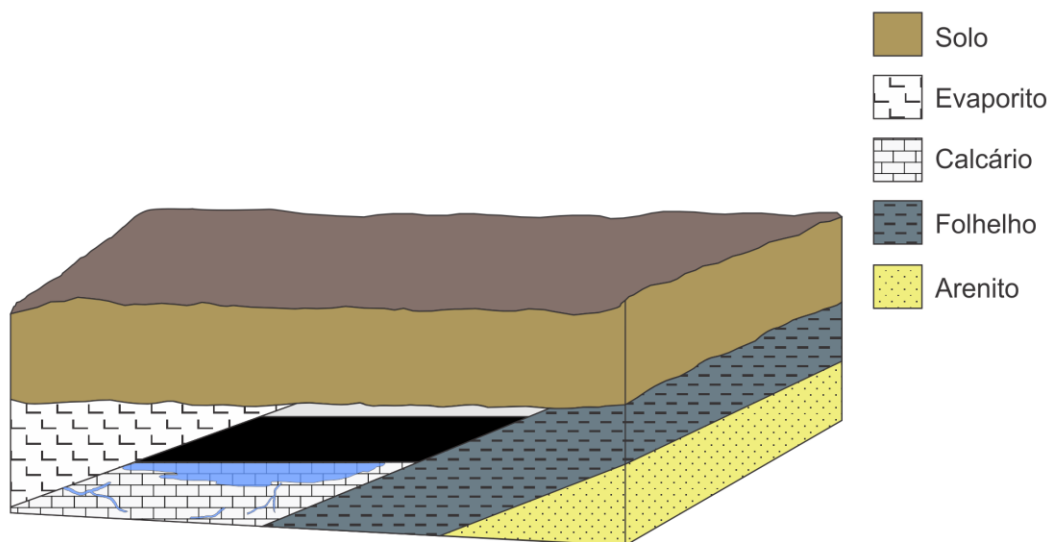
Figura 18 – Modelo 1 com armadilha estrutural com reservatório carbonático mostrando evolução da porosidade secundária e selante evaporítico com modelagem dúctil¹⁴.



i

¹⁴ Elaboração por Paulo Henrique Araújo de Lima, em 2012.

Figura 19 – Modelo 2 com armadilha estratigráfica com reservatório carbonático e dois selantes (evaporito e discordância)¹⁵.



Abstraindo as deformações, mas mantendo a atividade tectônica, a associação litológica pode ser adaptada para a ocorrência de uma discordância que irá formar uma armadilha estratigráfica. Neste segundo modelo (Figura 19, Elaborada por Paulo Henrique Araújo de Lima, em 2012), no entanto, haverá a presença de dois selantes. Um deles representado pelo evaporito e o segundo representado pela discordância.

Na realidade, os projetos de exploração não podem ignorar nada, nem o estudo intensivo das associações aos Ciclos de Wilson, nem as propriedades selantes dos evaporitos que pode ser visto como o selante predominante no Meso-Cenozóico, assim como àquele associado às maiores produtividades. Porém, como nem tudo é perfeito, existe as possíveis dificuldades operacionais durante a perfuração dos evaporitos que podem ir de paradas resultantes do

¹⁵ Elaboração por Paulo Henrique Araújo de Lima, em 2012.

aprisionamento da coluna de perfuração e mesmo o colapso do poço, devido a instabilidades ou diminuição da circulação de fluidos.

REFERÊNCIAS

- ARAUJO, C. V.; MENDONÇA FILHO, J. G.; MENDONÇA, J. O.; MENEZES, T. R.; SOUZA, I. V. A.. Fácies orgânica: conceitos, métodos e estudos e casos na indústria do petróleo. *Revista Brasileira de Geociências*, v. 38, n.2 – Suplemento, p.80-96, Jun. de 2008. Disponível <<http://www.sbgeo.org.br>>. Acesso em: 15/03/2011.
- BARRETO, A. M.; BEZERRA, F. H.; GIANNINI, P. C. F.; SUGUIO, K.; TATUMI, S. H.; YEE, M. Geologia e geomorfologia do quaternário costeiro do Estado do Rio Grande do Norte. São Paulo. *Revista do Instituto de Geociências – USP. Geol. USP Sér. Cient.*, São Paulo, v. 4, n. 2, p. 1-12, outubro. 2004.
- DELGADO, S. G. F. Annonaceae e lauraceae da Formação Entre-Córregos (Paleógeno) na Bacia de Aiuruoca: implicações paleoclimáticas. *Revista Brasileira de Paleontologia*, v.7, n.2, p.117-126. 2004b.
- DIVISÃO PARA PESQUISA E EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO (DPEP). Geologia do Petróleo. Sistemas petrolíferos. <http://www.dgge.pt/dpep/pt/geology_pt.htm>. Acesso: 10/12/2011.
- FONTOURA, S. A. B.; BOTELHO, F. V. C.; INOUE, N.; MACKAY, F. *Análise do comportamento de evaporitos*. São Paulo: [s.n.], 2007.
- FREITAS, M. de S. *Estratigrafia de alta resolução e geoquímica orgânica da Formação Tremembé, Terciário da Bacia de Taubaté, na região de Taubaté-Tremembé-SP*. 2007. 80f. Dissertação (mestrado) - Programa de Pós-graduação em Análise de Bacias e Faixas Móveis, Rio de Janeiro, 2007.
- GODOY, D. F.; GUEDES, S.; HACKSPACHER, P. C.; HADLER NETO, J. C. Reconhecimento da tectônica Mesozóica-Cenozóica na Borda Leste da Bacia do Paraná através da aplicação de traços de fissão em apatitas no Domo de Pitanga (Sudoeste de Rio Claro, SP). São Paulo, Universidade Estadual Paulista. *Anuário de Geociências*, v. 25, n. 1, p. 151-164. 2006.
- GUSTAVO, W. M. *Análise entrópica de meios porosos utilizando os conceitos de entropia da informação de shannon*. Vitória: [s.n.], 2007.
- HARTWIG, M. E.; RICCOMINI, C. Padrão de fraturas da região da Serra dos Órgãos (RJ) e sua relação com a tectônica mesozóico-cenozóica do sudeste do Brasil. *Revista Brasileira de Geociências*, v.39, n.3, p. 452-464, setembro. 2009. Disponível em: <<http://www.sbgeo.org.br>>. Acesso em..25/10/2011.
- KENDALL, C.G.St.C.; WEBER, L.J.; ALSHARHAN, A. *The Giant oil field evaporite association: a function of wilson cycle, climate basin position and sea level*. University of South Carolina, 2009. (Working Paper), 25p.
- LINK, P. K. *Basic petroleum geology*. Tulsa, OK: OGCI, 1996. 426p.

MATHIAS, C. A.; BARROS, J. C.; SANTOS, D. A. *Características das rochas selantes e armadilhas*. Manaus. UNINORTE, 2011.

MENEZES, T.R.; MENDONÇA, FILHO, J.G.; ARAÚJO, C.V.; de SOUZA, J.G. Fácies orgânica: conceitos, métodos e estudos de caso na indústria de petróleo. *Rev. Bras. Geol.* V. 38, n.2. p. 80-96. 2008.

MILANI, E. J. BRANDÃO, J. A. S. L.; GAMBOA, L. A. P. Petróleo na margem Continental Brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas. *Rev. Bras. Geof.*, São Paulo, v.18, n. 3. p.391-396. 2000.

OLIVEIRAS, P. R. A. *Caracterização morfológica e sedimentológica da Plataforma Continental Brasileira adjacente aos Municípios de Fortim, Aracati e Icapuí-Ce*. Natal Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2009.

PETRI, S.; FÚLFARO, V. J. *Geologia do Brasil (Fanerozóico)*. São Paulo: T.A. Queiroz: Ed. da Universidade de São Paulo, 1983.

RABE, C. *Determinação dos diâmetros dos poros de Folhelhos através da Técnica de injeção de Mercúrio*. Rio de Janeiro. 2002. 290f. Tese (doutorado) - Departamento de Engenharia Civil, PUC-Rio. 2002.

THOMAS, J.E. *Fundamentos de engenharia de Petróleo*. Rio de Janeiro. Interciência: PETROBRAS, 2004.

TISSOT, B.P., & WELTE, D.H., *Petroleum formation and occurrence*, 2nd ed., Springer-Verlag, Berlin, pp. 409–410, 1984.

SANTOS, C. L.; SCHREIBER, B. C; SILVA, M. A. M. Evaporitos como recursos minerais. *Ver. Bras. Geof.* v.18, n.3, p.338-350. 2000.

SILVA, C. G. A. *Caracterização geoquímica orgânica das rochas geradoras de petróleo das Formações Irati e Ponta Grossa da Bacia do Paraná*. 2007. 238f. Dissertação (mestrado em Química) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Rio Grande do Sul, 2007.

SILVA, L. L. *Síntese, caracterização e estudo da aplicabilidade dos complexos entre ligantes carboxílicos e jantanídeos (La, Eu, Tb e Dy) como traçadores*. 186f. Tese (doutorado) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2010.

SOUZA, M. K. *Avaliação da capacidade e do potencial selante de rochas capeadoras do campo de Namorado-Bacia de Campos-Brasil*. 2009. 190f. Rio de Janeiro. Dissertação (mestrado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2009.

VASÍLIEV, YU. M; MILNICHUK, V. S.; ARABADZHI, M. S. *Geología general e histórica*. Heapa: Mir Moscu, 1981.

ZERFASS, H. *História tectônica e sedimentar do Triássico da Bacia do Paraná (Rio Grande do Sul, Brasil) e comparação geológica com as Bacias de Ischigualasto e de Cuyo (Argentina)*. 2003. 203f. Tese (doutorado) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul,. Porto Alegre, 2003.

WIKIPEDIA. <<http://pt.wikipedia.org/wiki/Ficheiro:LateCretaceousGlobal.jpg>>. Acesso: 28/04/2012.

WIKIPEDIA.
<<http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/6/62/LateTriassicGlobal.jpg>>. Acesso: 28/04/2012.

WIKIPEDIA. <<http://pt.wikipedia.org/wiki/Ficheiro:LateJurassicGlobal.jpg>>. Acesso: 28/04/2012.