



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
FACULDADE DE GEOLOGIA**

**CARACTERÍSTICAS SEDIMENTOLÓGICAS DE RESERVATÓRIOS
SILICICLÁSTICOS E CARBONÁTICOS**

HUMBERTO DE ALENCAR COSTA MEIGUINS

Orientador: Prof. Dr. Estanislau Luczynski (UFPA)

Belém-Pa

Julho - 2019



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
FACULDADE DE GEOLOGIA**

**CARACTERÍSTICAS SEDIMENTOLÓGICAS DE RESERVATÓRIOS
SILICICLÁSTICOS E CARBONÁTICOS**

HUMBERTO DE ALENCAR COSTA MEIGUINS

Orientador: Prof. Dr. Estanislau Luczynski (UFPA)

Belém-PA
Julho – 2019

**Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP) de acordo com
ISBD Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal do Pará**
Gerada automaticamente pelo módulo Ficat, mediante os dados fornecidos pelo(a) au-
tor(a)

M512c Meiguins, Humberto de Alencar Costa
Características sedimentológicas de reservatórios
siliciclásticos e carbonáticos / Humberto de Alencar Costa
Meiguins. — 2019.
xiv, 66 f. : il. color.

Orientador(a): Prof. Dr. Estanislau Luczynski
Coorientador(a): Prof. Dr. Vladimir de Araújo Távora
Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Faculdade de
Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Pará,
Belém, 2019.

1. Reservatórios de hidrocarbonetos. 2. Porosidade. 3. Permeabilidade.
I. Título.

CDD 553



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
FACULDADE DE GEOLOGIA

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO APRESENTADO POR:

HUMBERTO DE ALENCAR COSTA MEIGUINS

Como requisito parcial à obtenção do Grau de Bacharel em Geologia

Data de aprovação: ___ / ___ / ___

Conceito: _____

Banca examinadora:

Prof. Dr. Estanislau Lucziński
Orientador UFPA

Prof. Dr. Vladimir de Araújo Távora
Membro / UFPA

Prof. Dr. Evaldo Raimundo Pinto da Silva
Membro / UFPA

AGRADECIMENTOS

Agradeço pela conclusão deste trabalho, primeiramente a Deus que me deu forças e saúde durante todo o curso de graduação para estudar e ao mesmo tempo trabalhar, aos meus pais que me incentivaram, desde sempre, a estudar e lutar pelo objetivo, a minha querida esposa Marta Maria Oliveira Meiguins que sempre me incentivou, apoiou e cuidou com seu carinho e sua atenção; ao meu filho Lorenzo Oliveira Meiguins, que neste momento têm 11 anos de idade, mas sempre foi e sempre será o meu combustível de todas as horas.

Agradeço aos meus amigos e colegas de trabalho que torceram por mim e me ajudaram, quando necessário, inclusive com trocas de turno ou serviço em escala, para que eu pudesse frequentar as aulas na universidade; aos colegas de classe pelos bons momentos durante as aulas em sala e viagens de campo.

Agradeço a Faculdade de Geologia da UFPA, a todos os professores que tive o prazer de conhecer em minha condição de aluno, especialmente aos professores Arnaldo de Queiroz da Silva e Roberto Vizeu Lima Pinheiro. Agradecimentos especiais ao professor Estanislau Luczynski, que gentilmente se disponibilizou a me orientar no TCC, ao professor Vladimir de Araújo Távora, relator do meu trabalho; e a professora Vânia Maria Fernandes Barriga que me deu preciosos apoio, atenção e orientação em um momento crítico na ufpa; muito obrigado realmente.

Por fim, muito obrigado a todos àqueles que, direta ou indiretamente, participaram e contribuíram nesta caminhada, até este ponto, culminando com o desenvolvimento deste trabalho.

A alegria não chega apenas no encontro do achado, mas faz parte do processo da busca. E ensinar e aprender não pode dar-se fora da procura, fora da boniteza e da alegria.

Paulo Freire.

RESUMO

O estudo da porosidade e da permeabilidade dos reservatórios de hidrocarbonetos faz parte da chamada caracterização petrofísica de reservatórios, desta forma, a caracterização dos reservatórios através da determinação das propriedades das rochas é extremamente relevante para a geologia do petróleo, junto à engenharia de petróleo e à geofísica, na busca por novas jazidas de óleo e gás. Tais ferramentas fornecem parâmetros para avaliação do potencial econômico de um campo petrolífero. Nesse contexto insere-se a importância dos conhecimentos das características sedimentológicas dos reservatórios de hidrocarbonetos e sua influência sobre a porosidade e a permeabilidade. Embora existam diferentes tipos de rochas reservatórios, a maioria das reservas é encontrada em rochas areníticas e rochas carbonáticas, pois apresentam porosidade e permeabilidade adequadas à acumulação de petróleo. Enquanto arenitos são relativamente homogêneos, rochas carbonáticas podem apresentar significativas variações em relação ao tamanho e à distribuição de poros, dificultando, por exemplo, a simulação de processos de transporte de fluidos que ocorrem no meio poroso. O Brasil apresenta importantes jazidas de hidrocarbonetos líquidos e/ou gasosos, em reservatórios convencionais e não convencionais, que, ao serem explorados economicamente, podem representar importantes transformações na indústria de óleo e gás do país.

Palavras-chave: Reservatórios de hidrocarbonetos. Rochas Siliciclásticas. Rochas Carbonáticas. Porosidade. Permeabilidade.

ABSTRACT

The study of the porosity and permeability of hydrocarbon reservoirs is part of what is called petrophysical characterization of reservoirs. So, the characterization of reservoirs, through the determination of rock properties, is extremely relevant for petroleum geology, as petroleum engineering, and geophysics, in search of new oil and gas deposits. Such tools provide parameters for assessing the economical potential of an oilfield. In this context, it is very important to know the sedimentological characteristics of hydrocarbon reservoirs and their influence on porosity and permeability. Although there are different types of reservoir rocks, most reserves are found in sandstone and carbonate rocks, as they have adequate porosity and permeability for oil accumulation. While sandstones are relatively homogeneous, carbonate rocks can present significant variations in pore size and pore distribution, making it difficult, for example, to simulate pore fluid transport processes. Brazil has important liquid and / or gaseous hydrocarbon deposits in conventional and unconventional reservoirs, which, when economically explored, may represent important changes in the country's oil and gas industry.

Keywords: Hydrocarbon reservoirs. Siliciclastic rocks. Carbonate rocks. Porosity. Permeability.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

- Figura 1- Acúmulo de hidrocarbonetos em um reservatório. Fonte: PUC-RIO (2001).....5
- Figura 2- Distribuição dos reservatórios carbonáticos no mundo. Fonte: Schlumberger (2007).....6
- Figura 3 - Em (A), corrente turbidítica descendo a vertente continental na Califórnia. Fonte: Sansone (2001); Em (B), perfil longitudinal de uma corrente de turbidez mostrando seu caráter bipartido e suas partes principais: cabeça, corpo e cauda. Fonte: Postma *et al.* (1988) *apud* D'Ávila *et al.* (2008); Em (C), aspecto geral de um turbidito em afloramento da Bacia do Paraná. Fonte: Estudo comparativo de turbiditos da bacia do Paraná (2011).....9
- Figura 4 -Três tipos básicos de poros . Fonte: Selley & Sonnenberg (2014).....11
- Figura 5 - Fotomicrografia mostrando porosidade intergranular em arenito. Fonte: Vidal *et al.*, (2018).....13
- Figura 6 - Fotomicrografia mostrando porosidade intragranular (dentro dos bioclastos, setas vermelhas) em grainstone oolítico da Formação Riachuelo, Albiano da Bacia Alagoas-Sergipe. Fonte: Ariely (2015).....14
- Figura 7 - Fotomicrografia mostrando poro moldico em arenito do campo Peregrino, Bacia de Campos. Fonte: Costa (2012).....15
- Figura 8 - Fotomicrografia de Porosidade vugular em arenito. Fonte: Sansone (2001).....15
- Figura 9 - Amostra de rocha carbonática com porosidade fenestral que foi posteriormente cimentada; Bacia do São Francisco. Fonte: Tonietto (2010).....16
- Figura 10 – Fotomicrografia de porosidade intercrystalina em rocha carbonática, os cristais romboétricos correspondem ao mineral dolomita. Fonte: Terra *et. al.* (2010).....17
- Figura 11 - Fotomicrografia de porosidade devido faturamento. Fonte: Costa (2012).....17

- Figura 12 – O conceito de molhabilidade em reservatórios. Em (A) Reservatório molhável a água (comum). (B) Reservatório molhável a óleo; caso raro. Fonte: Selley (2008).....21
- Figura 13 - Arredondamento e esfericidade dos grãos influenciam a permeabilidade e a porosidade. Fonte: Selley (2008).....23
- Figura 14 - Empacotamentos frouxo (cúbico) e fechado (romboédrico), teóricos, para esferas com diâmetro uniforme. Fonte: Selley (2008).....24
- Figura 15 - Bloco diagrama de um arenito mostrando uma fábrica estratificada com os grãos orientados paralelamente ao sentido da corrente. Em geral, $K_x > K_y > K_z$. Fonte: Selley (2008).....25
- Figura 16 – Fotomicrografias de cimentos: em arenitos: (A) cimento de sílica em continuidade óptica com grãos detritais de quartzo. (B) cimento de calcita com fábrica poiquilótópica, com cristais englobando grãos de quartzo corroídos. Em (C) cristais autigênicos de caulinita no interior dos poros. E em (D) illita autigênica mostrando hábito fibroso. Fonte: Selley (2008).....27
- Figura 17 - Em (A) fotomicrografia mostrando feldspato parcialmente dissolvido; e em (B) Imagem MEV mostrando o mesmo feldspato parcialmente dissolvido. Fonte: Sansone (2001).....28
- Figura 18 - Rocha sedimentar submetida a compactação química, com formação de estilólitos. Fonte: Tonietto (2010).....30
- Figura 19 - Cimentação de dolomita em porosidade vugular Fonte: Tonietto (2010).....30
- Figura 20 - Rocha carbonática com poros de dissolução em canais e moldica Fonte: Tonietto (2010).....31
- Figura 21 - Rocha carbonática com Intenso processo de recristalização e pouquíssima porosidade secundária. Fonte: Tonietto (2010).....32

Figura 22 - Dolomitização de cristalinidade muito grossa em rocha carbonática. Fonte: Tonietto (2010).....	33
Figura 23 - Brecha de colapso de reservatório dolomítico. Fonte: Selley (2008).....	33
Figura 24 - Tipos de reservatórios e suas características internas e externas. Fonte: Galloy e Hobday (1996).....	35
Figura 25 - Bacias efetivas brasileiras (representação probabilística). Fonte: EPE (2017).....	39
Figura 26 - Diferença de meios porosos: um arenito convencional em A e um arenito compactado, não convencional, em B, nos quais a coloração azulada denota o espaço poroso da rocha, Fonte: Virgens (2011).....	43
Figura 27 - Triângulo de recursos Fonte: Holditch (2007).....	44
Figura 28 - Mapa de recursos de baixa permeabilidade nas bacias sedimentares Brasileiras. Fonte: EPE (2017).....	48
Figura 29 - Depósito de gás de folhelho da Bacia do Amazonas. Fonte: EPE (2017).....	49
Figura 30 - Depósitos de Betume da Bacia do Paraná. Fonte: EPE (2017).....	50
Figura 31 - Depósitos de folhelho betuminoso da Bacia do Paraná. Fonte: EPE (2017).....	51
Figura 32 - Depósitos de gás de folhelho da Bacia do Paraná. Fonte: EPE (2017).....	52
Figura 33 - Depósitos de carvão mineral da Bacia do Paraná. Fonte: EPE (2017).....	53
Figura 34 - Depósitos de gás de folhelho da Bacia do Solimões. Fonte: EPE (2017).....	54
Figura 35 - Depósito de Óleo de folhelho da Bacia do Parnaíba. Fonte: EPE (2017).....	55
Figura 36 - Óleo em formação fechada da Bacia do Parnaíba. Fonte: EPE (2017).....	56
Figura 37 - Depósito de gás de folhelho da Bacia do Parnaíba. Fonte: EPE (2017).....	56

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Classificação dos diferentes tipos de porosidade. Fonte: Murray (1960).....	13
Tabela 2 - Dados do depósito de gás de folhelho da Bacia do Amazonas. Fonte: EPE (2017).....	49
Tabela 3 - Dados do depósito de betume da bacia do Paraná. Fonte: EPE (2017).....	50
Tabela 4 - Dados do depósito de folhelho betuminoso da Bacia do Paraná. Fonte: EPE (2017).....	51
Tabela 5 - Dados do depósito de gás de folhelho da Bacia do Paraná. Fonte: EPE (2017).....	53
Tabela 6 - Dados do depósito de gás de folhelho da Bacia do Solimões. Fonte: EPE (2017)..	54
Tabela 7 - Dados do depósito de Óleo de folhelho da Bacia do Parnaíba. Fonte: EPE (2017).....	55
Tabela 8 - Dados do depósito de gás de folhelho da Bacia do Parnaíba. Fonte: EPE (2017)..	57

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS	iv
EPÍGRAFE	v
RESUMO	vi
ABSTRACT	vii
LISTA DE ILUSTRAÇÕES	viii
LISTA DE TABELAS	xi
1 INTRODUÇÃO	1
1.1 OBJETIVO GERAL.....	2
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	2
1.3 JUSTIFICATIVA	2
1.4 METODOLOGIA DE TRABALHO	4
2 RESERVATÓRIOS DE HIDROCARBONETOS	5
2.1 RESERVATÓRIOS CARBONÁTICOS	5
2.2 RESERVATÓRIOS SILICICLÁSTICOS	7
3 POROSIDADE E PERMEABILIDADE	10
3.1 INTRODUÇÃO.....	10
3.2 POROSIDADE.....	11
3.3 PERMEABILIDADE.....	18
3.4 LEI DE DARCY E PERMEABILIDADE	19
3.5 MOLHABILIDADE.....	20
4 CARACTERÍSTICAS SEDIMENTOLÓGICAS DOS RESERVATORIOS E SUA INFLUÊNCIA NA POROSIDADE E NA PERMEABILIDADE	22

4.1 INTRODUÇÃO.....	22
4.2 FORMA DOS GRÃOS	22
4.3 TAMANHO DOS GRÃOS	23
4.4 SELEÇÃO DOS GRÃOS.....	23
4.5 EMPACOTAMENTO DOS GRÃOS	23
4.6 ORIENTAÇÃO DOS GRÃOS.....	24
5 DIAGÊNESE E SUA INFLUÊNCIA NA QUALIDADE DE RESERVATÓRIOS	26
5.1 DIAGÊNESE EM RESERVATÓRIOS ARENÍTICOS	26
5.1.1 Perda de porosidade por cimentação.....	26
5.1.2.Aumento da porosidade por dissolução.....	27
5.2 DIAGÊNESE EM RESERVATÓRIOS CARBONÁTICOS	29
5.2.1 Introdução	29
5.2.2 Compactação.....	29
5.2.3 Cimentação	30
5.2.4 Dissolução	31
5.2.5 Recristalização	31
5.2.6 Dolomitização.....	32
6 CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS DE HIDROCARBONETOS.	34
7 MODELAGEM COMPUTACIONAL DE RESERVATÓRIOS.....	37
8 CARACTERÍSTICAS DE RESERVATÓRIOS EXISTENTES EM BACIAS SEDIMENTARES BRASILEIRAS	39
8.1 Rochas Reservatório da Bacia da Foz do rio Amazonas.....	40
8.2 Rochas Reservatório da Bacia do Amazonas	40
8.3 Rochas Reservatório da Bacia do Parnaíba	41
8.4 Rochas Reservatório da Bacia Potiguar.....	42

9 CONTRIBUIÇÃO DE RESERVATÓRIOS DE BAIXA PERMEABILIDADE PARA A INDÚSTRIA DE PETRÓLEO.....	43
9.1 Tipos de Reservatórios de Baixa Permeabilidade	45
9.1.1 Reservatórios de gás e óleo em folhelhos (<i>shale gas/oil</i>).....	45
9.1.2 Reservatórios de gás e óleo em arenitos de baixa permeabilidade (<i>Tight Gas/Oil</i>) .	45
9.1.3 Reservatórios de hidratos de gás.....	46
9.1.4 Reservatórios de metano em leitos de carvão	46
9.1.5 Reservatórios de folhelhos pirobetuminosos – <i>Oil Shale</i>	47
10 RESERVATÓRIOS NÃO CONVENCIONAIS NO BRASIL.....	48
10.1 Recursos Não Convencionais na Bacia do Amazonas	49
10.2 Recursos Não Convencionais na Bacia do Paraná	50
10.3 Recursos Não Convencionais na Bacia do Solimões	54
10.4 RECURSOS NÃO CONVENCIONAIS NA BACIA DO PARNAÍBA	55
11 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	58
REFERÊNCIAS	60

1. INTRODUÇÃO

A ocorrência de um reservatório de hidrocarbonetos (petróleo e gás natural) está ligada à existência de determinados elementos bastante específicos (Tissot & Welt 1984, Selley 1998). Em primeiro lugar, devem existir rochas geradoras, ricas em matéria orgânica com potencial para a formação de hidrocarbonetos, que devem ser submetidas a ideais condições de tempo, temperatura e pressão; rochas reservatório, com espaços vazios para armazenar os hidrocarbonetos (porosidade) e conexões entre esses espaços vazios que permitam o escoamento dos hidrocarbonetos (permeabilidade); presença de condições favoráveis à migração de fluidos da rocha geradora até a rocha reservatório; além de uma rocha capeadora que serve para selar os hidrocarbonetos internamente a este sistema, impedindo sua migração para outros locais (rocha selante). E por fim, o arranjo geométrico das rochas reservatório e selante deve favorecer a acumulação de um volume significativo de hidrocarbonetos.

Tais elementos, de um modo geral, encontram-se presentes na maioria dos reservatórios siliciclásticos e carbonáticos existentes no planeta. Quaisquer arenitos, calcários ou dolomitos porosos e permeáveis representam rochas armazenadoras de hidrocarbonetos em potencial (Suguio 2003). Detalhadas descrições sedimentológicas de reservatórios siliciclásticos e carbonáticos (costeiros, deltaicos, fluviais e eólicos) em conjunto com outras técnicas da engenharia e geologia, possibilitam obter modelos úteis ao estudo de reservatórios de hidrocarbonetos. Suguio (2003) afirma que os ambientes de deposição também têm muita importância no que diz respeito à arquitetura e ao desempenho dos reservatórios. Barwis *et. al.* (1990), citam a importância dos ambientes deposicionais na formação de reservatórios compostos por arenitos, e destacam que a geologia sedimentar está intrínsecamente relacionada à geologia e a engenharia de produção de petróleo.

No entanto, segundo Milani *et. al.* (2001) rochas geradoras, reservatórios, selantes, armadilhas ou trapas e migração devem ter origem e se desenvolver em um intervalo de tempo adequado para a formação e a acumulação hidrocarbonetos. Esse intervalo de tempo é chamado de Sincronismo, desta forma, após iniciada a geração de hidrocarbonetos na bacia sedimentar, após um soterramento adequado, o petróleo expulso da rocha geradora deve encontrar rotas de migração já formadas, seja por deformação estrutural anterior ou por seu próprio mecanismo de sobrepressão. Da mesma maneira, a trapa já deve estar formada para atrair

os fluidos migrantes, os reservatórios porosos já devem ter sido depositados, e não muito soterrados a ponto de perderem suas características de permeabilidade e porosidade adequadas, e as rochas selantes já devem estar presentes para impermeabilizar a armadilha.

Ainda segundo os mesmos autores, se estes elementos e fenômenos não seguirem uma ordem temporal favorável, de nada adiantará a existência defasada de grandes estruturas, reservatórios abundantes e rochas geradoras com elevado teor de matéria orgânica na bacia sedimentar. A falta de sincronismo entre os elementos componentes do sistema petrolífero é uma das causas mais comuns no insucesso de perfurações exploratórias no mundo inteiro.

1.1. OBJETIVO GERAL

O presente trabalho apresentará uma revisão bibliográfica das características sedimentológicas dos principais tipos de reservatórios de hidrocarbonetos, siliciclásticos e carbonáticos, com a indicação de sua importância para a Geologia de Petróleo.

1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- a) Discutir a porosidade e permeabilidade e sua importância na formação de reservatórios siliciclásticos e carbonáticos.
- b) Analisar a participação da porosidade e permeabilidade no desempenho dos reservatórios.
- c) Estudar a contribuição dos reservatórios de baixa permeabilidade para a indústria de petróleo.

1.3. JUSTIFICATIVA

A importância do estudo das características sedimentológicas de reservatórios de hidrocarbonetos se justifica, segundo Selley & Sonnenberg (2014), pelo fato de qualquer teoria de geração de petróleo considerar as seguintes constatações geológicas: a maioria das acumulações de hidrocarbonetos ocorre em bacias sedimentares; as acumulações de hidrocarbonetos, em muitos casos, estão integralmente inseridas em rochas sedimentares impermeáveis e as acumulações comerciais no embasamento sempre estão em continuidade lateral com rochas sedimentares.

A importância também se justifica pelo estudo da relação existente entre os processos de sedimentação, em determinados ambientes deposicionais, que possibilitam a formação desses sistemas e o tipo de reservatório resultante dessas transformações. Portanto, a formação dos reservatórios encontra-se estritamente vinculada ao processo de sedimentação em sua gênese. Isso quer dizer que as características sedimentológicas dos reservatórios clásticos e carbonáticos fornecem importantes informações sobre os mecanismos de transporte, seleção e deposição das partículas sedimentares, indicando pistas sobre os eventos e processos ocorridos durante a sedimentação (Bonetti *et. al.* 2007).

Outro aspecto relevante é que praticamente todos os hidrocarbonetos explorados no mundo atualmente são provenientes de rochas sedimentares (Suguio 2003). Os reservatórios carbonáticos representam a maior parte das reservas mundiais, sendo principalmente constituídos por calcários e dolomitas; sempre exerceram um papel relevante na indústria do petróleo por conterem elevados volumes de óleo e gás natural em muitas bacias sedimentares ao redor do mundo. Há estimativas de que mais de 60% das reservas mundiais de óleo e 40% das reservas mundiais de gás estejam armazenadas em carbonatos (Schlumberger 2012). Enquanto que no Brasil, aproximadamente 62% das reservas totais de óleo e gás natural encontra-se em carbonatos (ANP 2012).

Assim compreender e reconhecer os processos de sedimentação, por meio de suas características principais, bem como os ambientes nos quais esses processos ocorrem, possibilitando que a matéria orgânica quando depositada em um determinado local, ao ser submetida, pelo tempo necessário, a altos níveis de calor e pressão, por sobreposição de sedimentos, passe por transformações que resultam na formação de hidrocarbonetos líquidos e gasosos, é de suma importância ao geólogo de petróleo.

Por outro lado, justifica-se também a importância do estudo, porque as características de permeabilidade e porosidade de um reservatório refletem basicamente a textura da rocha (Suguio 2003). E nesse contexto, por exemplo, a porosidade e permeabilidade são diretamente proporcionais ao grau de seleção e tamanho dos grãos e inversamente proporcionais à esfericidade.

Por último, é importante destacar que o estudo e o entendimento das características sedimentológicas dos reservatórios de hidrocarbonetos são aplicados no contexto da indústria

petrolífera e da engenharia de reservatórios, pois são úteis na determinação de quais serão os melhores reservatórios a serem explorados; do tipo de selo e das propriedades básicas das rochas e dos fluidos contidos no sistema. Essas propriedades informam as quantidades de fluidos presentes nos poros da rocha, sua distribuição, a capacidade desses fluidos se movimentarem, e principalmente, a quantidade de fluidos que se pode extrair (Selley 2008).

1.4. METODOLOGIA DE TRABALHO

A estrutura deste Trabalho de conclusão de curso (TCC) foi baseada em uma revisão bibliográfica da literatura especializada a respeito das características dos reservatórios de hidrocarbonetos convencionais e de baixa permeabilidade, utilizando livros, artigos e periódicos, monografias, dissertações, teses ou matérias relacionadas ao tema. Foram feitas pesquisas em sites especializados como o da agência nacional do petróleo e da empresa de pesquisa energética e também de Universidades brasileiras e em órgãos reconhecidos nacionalmente.

A redação deste trabalho foi desenvolvida com base nos textos encontrados e sob a direção do orientador, utilizando-se de imagens de trabalhos anteriores e confecção de tabelas. Foi efetuada uma comparação das características principais de reservatórios de hidrocarbonetos às de determinados reservatórios existentes no Brasil, e, por meio da apresentação de dados referentes aos reservatórios nacionais, como porosidade e permeabilidade, pôde-se concluir que estes reservatórios, apresentam grande possibilidade de exploração econômica.

Por fim apresentou-se a redação final com comentários a respeito do tema abordado e sugestões relacionadas a ele.

2. RESERVATÓRIOS DE HIDROCARBONETOS

Segundo Tucker (2004), reservatórios de hidrocarbonetos (Figura 1) são rochas que possuem valores de porosidade e permeabilidade que permitem o armazenamento de óleo, gás e água em seu interior e dividem-se em dois grandes grupos: reservatórios carbonáticos e reservatórios siliciclásticos ou detríticos. Os reservatórios carbonáticos são formados predominantemente por carbonatos originados através de processos biológicos e bioquímicos, isto é, de origem orgânica; e também pela precipitação inorgânica de carbonatos de cálcio (CaCO_3). Os reservatórios siliciclásticos, por sua vez, são originados normalmente em antigos ambientes de sedimentação de alta energia que resultam em arenitos e conglomerados (turbiditos).

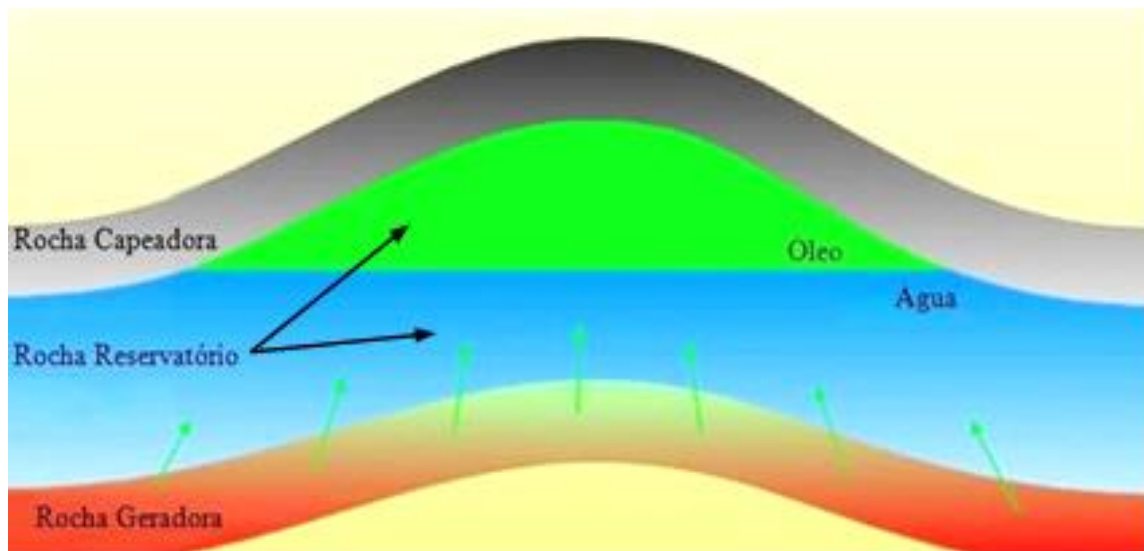


Figura 1- Acúmulo de hidrocarbonetos em um reservatório. Fonte: Sansone (2001).

2.1. RESERVATÓRIOS CARBONÁTICOS

Em relação aos reservatórios carbonáticos (Figura 2), sabe-se que são formados por rochas sedimentares depositadas em ambientes com águas claras, rasas e quentes, e são principalmente de origem biológica. São compostos por fragmentos de organismos marinhos, esqueletos, corais, algas e precipitação; eles consistem principalmente de carbonato de cálcio, que é quimicamente ativo em comparação com a areia que produz os arenitos. Estando sua formação estritamente ligada à vida marinha, micro e macroscópica, a existência das rochas carbonáticas depende de vários fatores que controlam a ocorrência desses organismos em regiões específicas do planeta no sentido de se desenvolverem. As condições climáticas, por

exemplo, restringem bastante o crescimento carbonático, temperaturas mais quentes e uma boa radiação solar são essenciais (Schlumberger 2007).

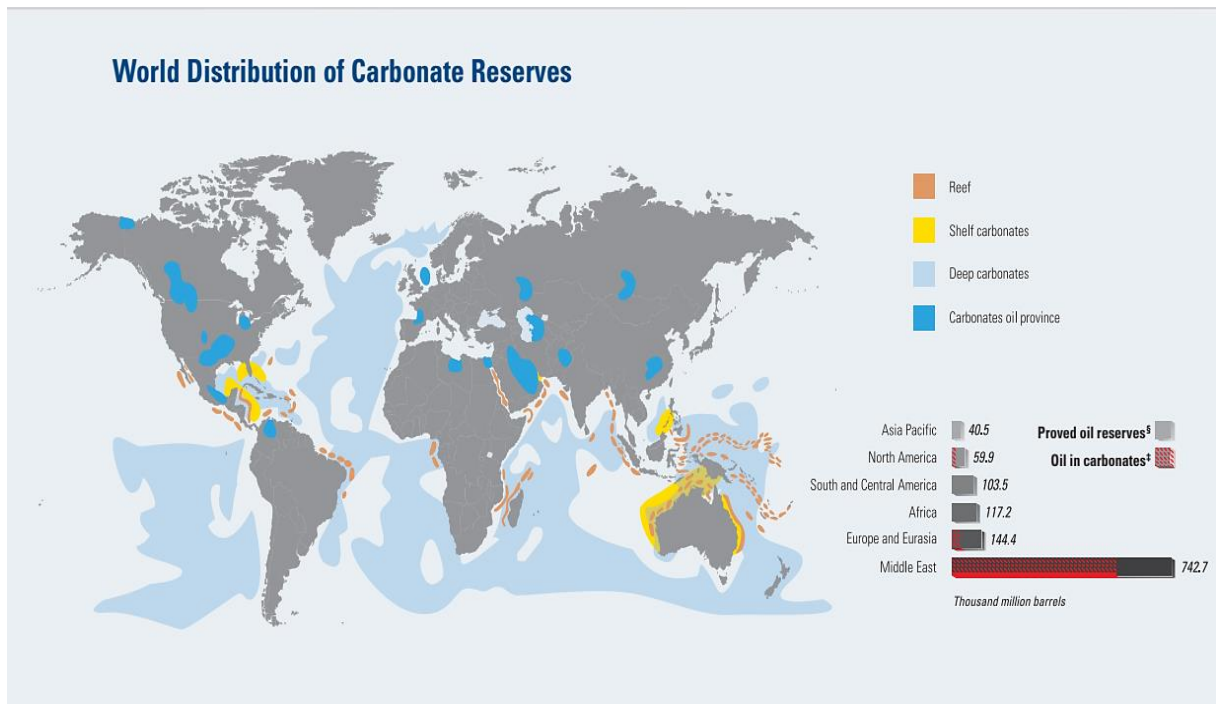


Figura 2- Distribuição dos reservatórios carbonáticos no mundo. Fonte: Schlumberger (2007)

Segundo Sousa *et al.* (2005), as rochas carbonáticas estão presentes em um extenso volume da crosta terrestre, elas ocorrem nas diversas unidades litoestratigráficas que compõem a história litológica de nosso planeta. O principal tipo de carbonato, que forma mais da metade em volume de reservatórios carbonáticos do planeta, é a calcita. E para Suguio (2003), a maioria dos calcários antigos pertence a depósitos marinhos de águas rasas, enquanto que, atualmente, os depósitos marinhos de águas profundas são os mais amplamente distribuídos; para o mesmo autor, os depósitos evaporíticos, os calcários lacustres e os de fontes termais são menos importantes em volume no registro geológico.

Nesses reservatórios estão contidas grande parte das reservas mundiais de óleo e gás. Reservatórios petrolíferos constituídos por rochas carbonáticas, principalmente por calcários e dolomitas (carbonatos de cálcio e magnésio), sempre exerceram um papel relevante na indústria do petróleo, por conterem elevados volumes de óleo e gás natural, em muitas bacias sedimentares ao redor do mundo. Estas rochas estão assumindo importância crescente conside-

rando a maturidade exploratória dos reservatórios mais rasos e a necessidade da exploração de reservatórios mais profundos (Alves *et al.* 2007).

2.2. RESERVATÓRIOS SILICICLÁSTICOS

Por sua vez os reservatórios siliciclásticos são gerados pela sedimentação de diferentes tipos de grãos detríticos, como quartzo, feldspato e fragmentos de rochas; provenientes de rochas pré-existentes, como rochas ígneas, metamórficas ou outras rochas sedimentares. Tais fragmentos podem ser oriundos de uma ou de diversas áreas fontes e são carregados geralmente pela ação da água e do vento ou do gelo, a partir de processos erosivos, para as bacias sedimentares (De Ros 1996).

Uma rocha sedimentar siliciclástica apresenta normalmente três componentes principais: o arcabouço, composto por grãos maiores que dão estrutura a rocha; a matriz, que são cristais mais finos que preenchem os interstícios entre os grãos maiores dos arenitos e o cimento formado por precipitações químicas que conferem resistência a rocha sedimentar (Pet-tijohn *et al.* 1972). E adicionalmente as rochas siliciclásticas podem sofrer reduções ou ampliações de suas propriedades permo-porosas em razão dos processos diagenéticos atuantes, especialmente com respeito à compactação, precipitação e/ou dissolução de grãos detríticos e cimentos carbonáticos (De Ros 1996).

Burley *et al.* (1985) e Curtis (1977) afirmam que a diagênese das rochas siliciclásticas envolve um conjunto de processos pós-deposicionais: físicos, químicos e biológicos. Nesse contexto, os sedimentos detríticos e as águas intersticiais reagem entre si buscando alcançar um equilíbrio geoquímico e textural com o ambiente de formação.

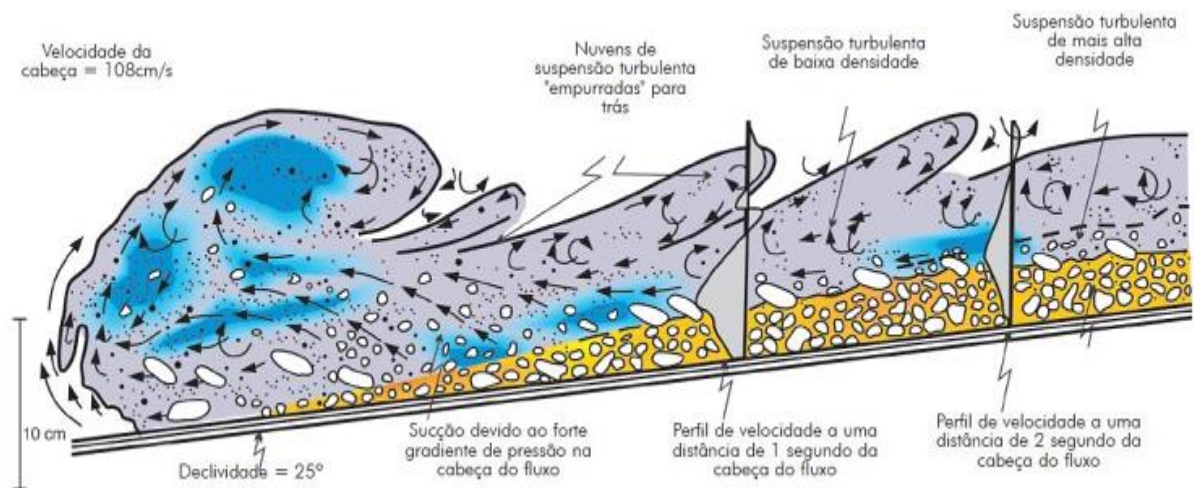
Rossi *et al.* (2001) e Al-Ramadan *et al.* (2005) afirmam que os fenômenos diagenéticos que ocorrem no interior dos arenitos são predominantemente de caráter químico e executam uma função importantíssima no resultado da qualidade dos reservatórios de hidrocarbonetos ao longo do tempo. Esse controle influencia na porosidade e na permeabilidade da rocha e conseqüentemente no armazenamento e na produção de hidrocarbonetos.

No Brasil, além dos arenitos, os turbiditos, estão presentes em aproximadamente 80% dos campos petrolíferos brasileiros. Trata-se de uma rocha sedimentar originada em ambien-

tes sub-aquáticos de taludes, sujeitos a correntes de turbidez (Figura 3- A, B e C). Os turbiditos normalmente são formados em uma seqüência de deposição de sedimentos finos a médios, com estratificação rítmica e gradacional; porém, um turbidito pode também estar representado por apenas uma camada mais ou menos uniforme. Estas rochas se depositam nos contextos de talude e bacia, formando canais e lobos (Sansone 2001).



(A)



(B)



(C)

Figura 3 - Em (A), corrente turbidítica descendo a vertente continental na Califórnia. Fonte: Sansone (2001), mecânica dos fluidos aplicada a reservatórios (2001); Em (B), perfil longitudinal de uma corrente de turbidez mostrando seu caráter bipartido e suas partes principais: cabeça, corpo e cauda. Fonte: Postma *et al.* (1988) *apud* D'Ávila *et al.* (2008); Em (C), aspecto geral de um turbidito em afloramento da Bacia do Paraná. Fonte: Estudo comparativo de turbiditos da bacia do Paraná (2011).

3. POROSIDADE E PERMEABILIDADE

3.1. INTRODUÇÃO

As propriedades mais importantes dos reservatórios de hidrocarbonetos são porosidade e permeabilidade. A porosidade representa o espaço poroso, ou seja, o vazio dentro de uma rocha que, geralmente, está preenchido por água conata; mas no caso de reservatório de hidrocarbonetos contém óleo ou gás. Normalmente a porosidade é expressa como um percentual da rocha em questão. A porosidade efetiva consiste naquela em que os poros estão conectados entre si, e está diretamente relacionada com a permeabilidade da rocha. O tamanho e a geometria dos poros, bem como, o diâmetro das gargantas (conexão entre dois poros) dos poros e a tortuosidade dos caminhos que os conectam afetam a produtividade do reservatório de hidrocarbonetos (Selley & Sonnenberg 2014).

A permeabilidade, por sua vez, é a capacidade de um meio poroso em se deixar atravessar por fluidos. A unidade de medida da permeabilidade é o Darcy, a qual é definida como a permeabilidade que permite que um fluido de 1cP (centipoise) de viscosidade flua a uma velocidade de 1 cm/s em um diferencial de pressão de 1 atm/s. A permeabilidade média dos reservatórios de hidrocarbonetos ocorre normalmente na faixa de 5 a 500 mD (miliDarcy). Pode-se medir a permeabilidade por meio dos testes de formação ou de produção, a partir de perfis geofísicos (qualitativamente) e por meio de um permeâmetro (Selley & Sonnenberg 2014).

Segundo Archie (1950), os estudos sobre porosidade e permeabilidade são chamados de petrofísica das rochas; o autor afirma que o pesquisador deve ter uma idéia bastante clara da gênese dos poros, para ser capaz de prever o padrão de sua distribuição dentro das rochas estudadas.

Em Suguio (2003) verifica-se que o estudo conjunto de porosidade e permeabilidade é de suma importância na prospecção de fluidos como óleo, gás e água subterrânea, porque tais elementos podem estar contidos nas rochas sedimentares; o autor ainda ressalta que o estudo da porosidade e da permeabilidade está relacionado com o reconhecimento das barreiras de permeabilidade que podem controlar a precipitação de minérios de baixa temperatura.

3.2. POROSIDADE

A porosidade é expressa como uma taxa de vazios, que é a razão entre os espaços vazios de uma rocha sólida e o volume total da rocha (Equação 3.1), ou mais frequentemente, como uma porcentagem, e é convencionalmente simbolizada pela letra minúscula grega phi (Φ) (Selley 1998):

$$\Phi = \frac{\text{volume de vazios}}{\text{volume total da rocha}} \times 100 \quad (1)$$

Equação 1- Expressão percentual da porosidade.

Existem três tipos morfológicos de poros: catenária, *cul-de-sac* e fechados (Figura 3.1). Poros em catenária são aqueles que se comunicam com os outros poros, por mais de uma passagem na garganta. Os poros *cul-de-sac* ou poros sem saída, ou becos sem saída, têm apenas uma passagem na garganta conectando-se com outro poro; e os poros fechados não têm comunicação com outros poros (Selley & Sonnenberg 2014).

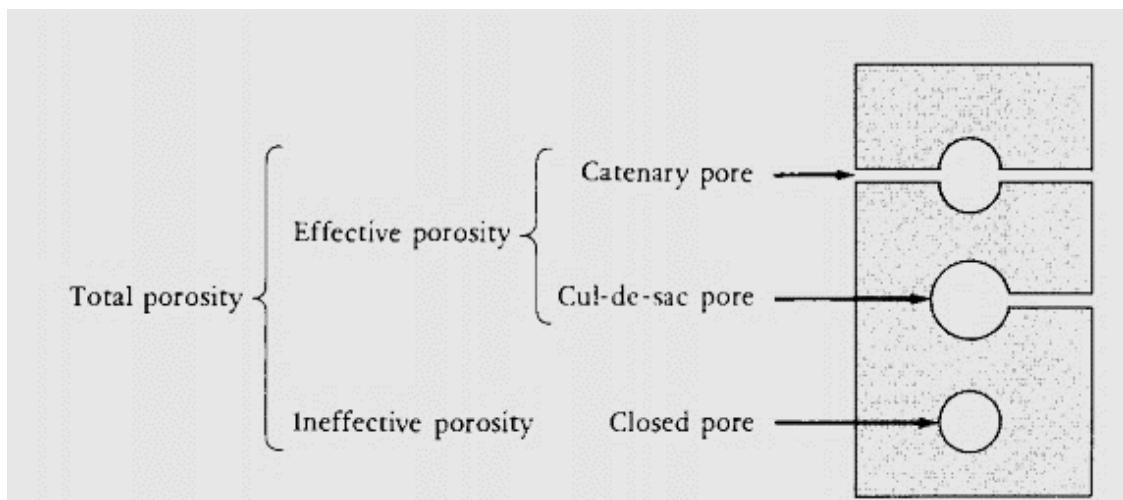


Figura 4 -Três tipos básicos de poros. Fonte: Selley & Sonnenberg (2014).

Tiab & Donaldson (2004) definem dois tipos de porosidade: a porosidade efetiva, que é a mais importante, pois se refere à quantidade de poros interconectados, ou seja, aquela que faz parte da rede de escoamento dos fluídos da rocha, que é diretamente relacionado à permeabilidade; e a porosidade absoluta que engloba também os poros isolados, que contém fluidos

não recuperáveis. Segundo Lyons *et al.* (1996), a porosidade absoluta não representa informação importante para as indústrias exploradoras de petróleo.

De acordo com Selley (1998), os poros em catenária e *cul-de-sac* representam a porosidade efetiva, na qual os hidrocarbonetos podem fluir. O autor afirma que na porosidade em catenária os hidrocarbonetos podem fluir através do mecanismo de produção por influxo de água natural ou artificial. Os poros *cul-de-sac* não são afetados por quaisquer fluxos, mas podem produzir um pouco do óleo ou gás pela expansão destes fluidos conforme a pressão do reservatório cai. Os poros fechados são incapazes de produzir hidrocarbonetos, podendo ter em seu interior óleo ou gás que encheu o poro quando ele ainda estava aberto e sendo posteriormente fechado devido à compactação ou cimentação. Ainda segundo o mesmo autor, a razão entre a porosidade total e a efetiva é extremamente importante, estando diretamente relacionada com a permeabilidade de uma rocha.

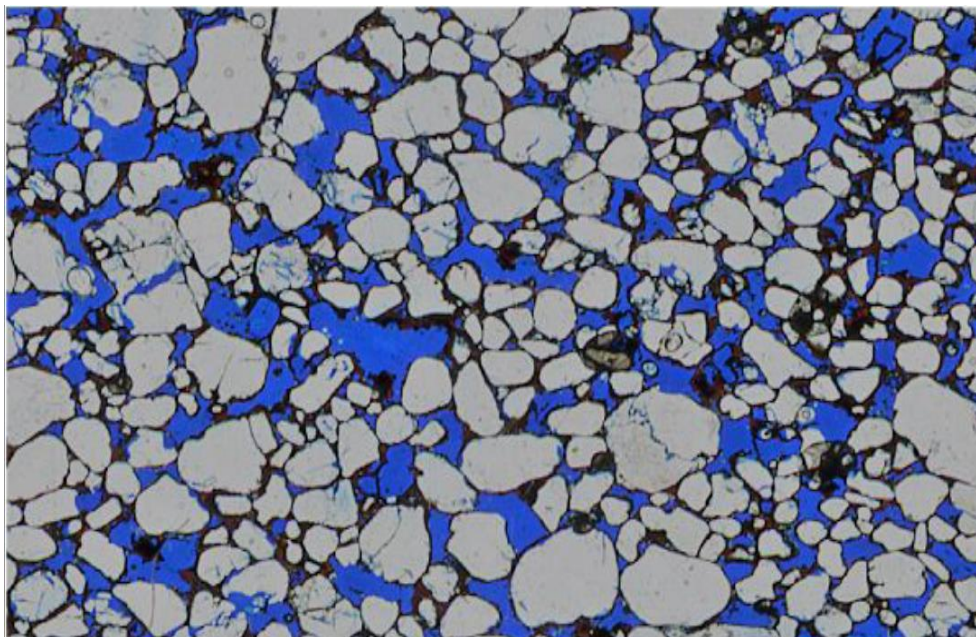
Segundo Tissot & Welt (1984) a quantidade, o tamanho, a geometria e o grau de conectividade dos poros, presentes na rocha, controlam diretamente a produtividade do reservatório. Os autores afirmam ainda que quando medida diretamente, em amostras de testemunho, ou indiretamente, através de perfis elétricos, a porosidade de uma rocha pode ser classificada como insignificante (0-5%), pobre (5-10%), regular (10-15%), boa (15-20%), ou muito boa (>20%).

Segundo Murray (1960), dois tipos principais de porosidade podem ser definidos de acordo com o momento da sua formação: a porosidade primária (original ou sindeposicional), que é formada quando um sedimento é depositado; e a porosidade secundária (induzida ou pós-deposicional) que se desenvolve algum tempo após a deposição (Tabela 1).

Murray (1960) ainda divide a porosidade primária em dois subtipos: interpartículas (ou intergranular) e intrapartícula (ou intragranular). Selley (1998) afirma que a porosidade interpartículas é aquela que ocorre entre as partículas ou grãos que compõe as rochas sedimentares após a deposição; O mesmo autor afirma que frequentemente a porosidade interpartículas é reduzida nas argilas e em areias carbonáticas devido aos efeitos combinados da compactação e cimentação e que a maior parte da porosidade encontrada nos reservatórios de arenito é a porosidade primária interpartículas que ficou preservada após a deposição (Figura 5).

Tabela 1- Classificação dos diferentes tipos de porosidade. Fonte: Murray (1960).

Porosidade	Tipo	Origem
Primária	Intergranular e Intragranular	Sedimentação
Secundária	Intercristalina e Fenestral	Cimentação
	Vugular e Moldica	Dissolução
	Fratura	Tectônica
		Compactação
		Fragmentação

Figura 5 - Fotomicrografia ilustrando porosidade intergranular em arenito. Fonte: Vidal *et al.* (2018)

Selley (1998) afirma que a porosidade intrapartícula ou intragranular (Figura 6) é encontrada no interior de grãos ou partículas que compõe a rocha sedimentar, como por exemplo, em partículas esqueléticas de areias carbonáticas, muitas vezes formando porosidade do

tipo *cul-de-sac* ou de poros sem saída. Em relação a porosidade secundária, o mesmo autor afirma ser mais frequentemente causada por dissolução. Muitos minerais podem ser dissolvidos externa e internamente, entretanto, em termos de volume, a dissolução de carbonatos é a mais significativa, o que resulta no fato de a porosidade gerada por dissolução ser mais comum nos reservatórios carbonáticos do que em reservatórios arenosos. O mesmo autor classifica a porosidade por dissolução como móldica ou vugular. A porosidade móldica (Figura 7) é fábrika seletiva, ou seja, apenas um tipo de grão ou só a matriz é dissolvida. A porosidade vugular (Figura 8), ao contrário, é formada por poros cujos limites cortam grãos, matriz e/ou cimento pretérito. Dessa forma a porosidade vugular tende a ser maior do que a móldica.

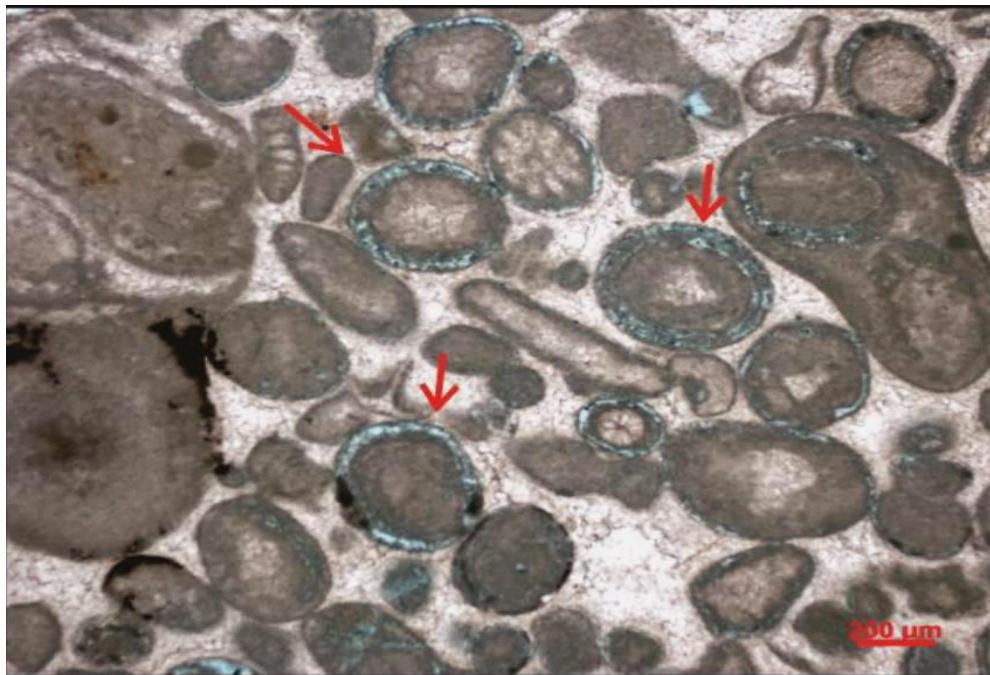


Figura 6 - Fotomicrografia ilustrando porosidade intragranular (dentro dos bioclastos, setas vermelhas) em *grainstone* oolítico da Formação Riachuelo, Albiano da Bacia Alagoas-Sergipe. Fonte: Ariely (2015).

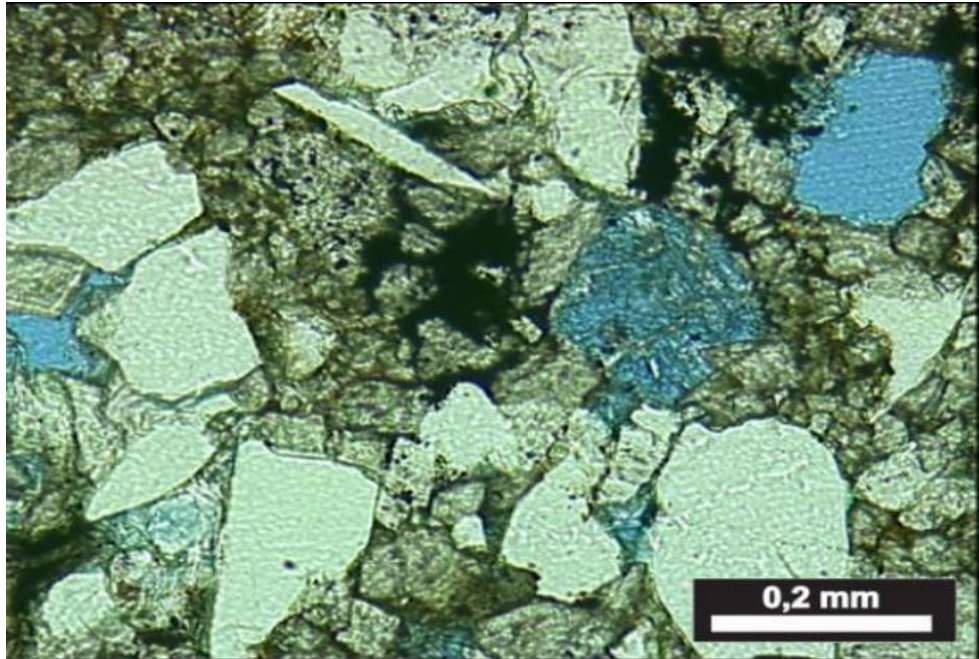


Figura 7 - Fotomicrografia mostrando poro moldico em arenito do campo Peregrino, Bacia de Campos. Fonte: Costa (2012).

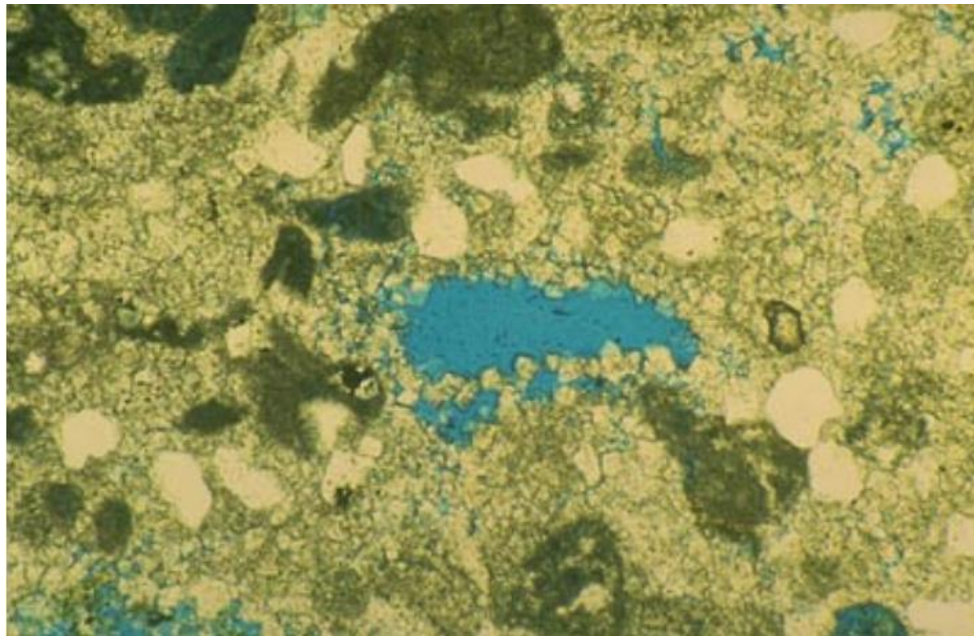


Figura 8 - Fotomicrografia com exemplo de Porosidade vugular em arenito. Fonte: Sansone (2001).

A porosidade fenestral (Figura 9), segundo Tebbutt *et al.* (1965), resulta de dissoluções na estrutura da rocha que geram aberturas (poros) maiores e mais largas do que os interstícios suportados pelos grãos. Posteriormente, estas aberturas (poros) podem ser preenchidas parcial ou completamente por sedimentos e/ou cimento espático (cimentação).

A porosidade intercrystalina (Figura 10), de acordo com Selley (1998), ocorre entre as faces dos cristais que formam as rochas. Geralmente, a maioria dos calcários recristalizados possui uma porosidade insignificante. Entretanto, as dolomitas cristalinas, muitas vezes, são altamente porosas, com uma textura friável e sacaroidal. Esse tipo de porosidade intercrystalina ocorre em dolomitas secundárias que se formaram em substituição à calcita.

Segundo Wardlaw (1976) a porosidade intercrystalina tende a ser poliédrica, com gargantas de poros do tipo folha, em contraste com o tipo de gargantas tubulares mais comuns.

Selley (1998) aponta a porosidade gerada por fraturas (Figura 11) como um importante tipo a ser considerado. Segundo o autor é importante não só por aumentar o volume de armazenamento de um reservatório, mas também sua capacidade de melhorar a permeabilidade. Stearns & Friedman (1972) afirmam que as fraturas são raras em sedimentos não consolidados, fracamente cimentados, e que respondem à tensão através da deformação plástica. Os autores ainda afirmam que elas ocorrem em qualquer rocha frágil, não só arenitos e calcários, mas também folhelhos, rochas ígneas e metamórficas; e destacam, uma vez que as fraturas são muito maiores do que a maioria dos poros, raramente é possível estudá-las a partir de testemunhos isoladamente.



Figura 9 - Amostra de rocha carbonática com porosidade fenestral que foi posteriormente cimentada; Bacia do São Francisco. Fonte: Tonietto (2010).

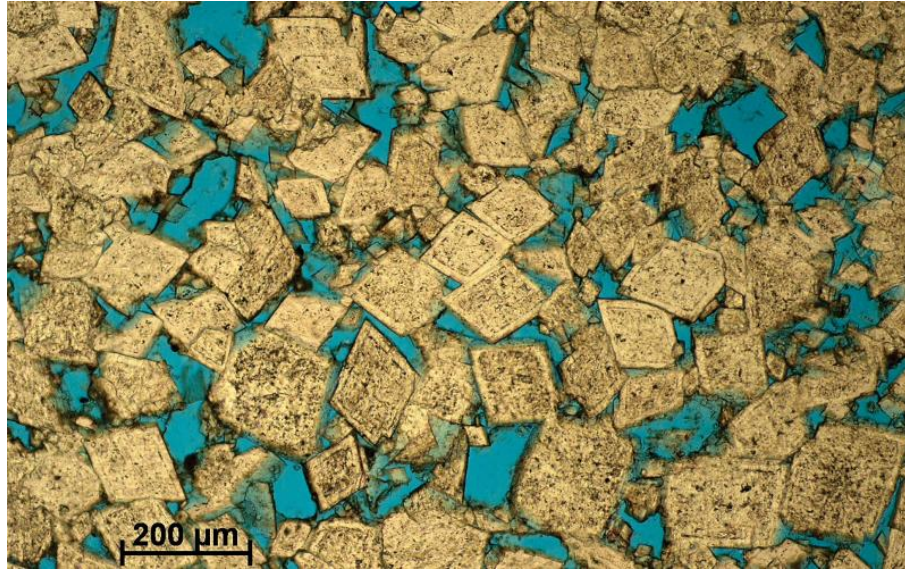


Figura 10 – Fotomicrografia de porosidade intercrystalina em rocha carbonática, os cristais romboédricos correspondem ao mineral dolomita. Fonte: Terra *et al.*(2010).

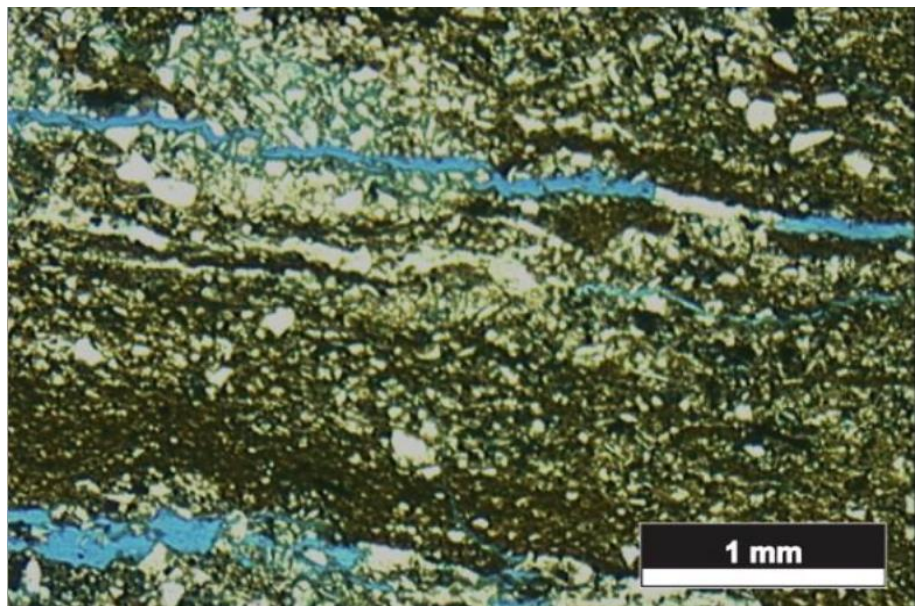


Figura 11 - Fotomicrografia de porosidade devido fraturamento. Fonte: Costa (2012).

3.3. PERMEABILIDADE

Selley (1998) afirma que o segundo requisito essencial para a existência de um reservatório de hidrocarbonetos é a permeabilidade. A porosidade por si só não é suficiente para configurar uma rocha reservatório. Além da porosidade, é necessário que os poros estejam conectados entre si. Suguio (2003) define permeabilidade como a medida da capacidade que um meio poroso apresenta em se deixar atravessar por fluidos, sem se deformar estruturalmente ou causar deslocamento relativo das partes que compõe reservatório.

Segundo Selley (1998), originalmente os estudos sobre permeabilidade foram realizados por H. Darcy no ano de 1856. Posteriormente seu trabalho foi desenvolvido por Muskat e Botset (1931), Botset (1931) e Muskat (1937), os quais formularam a Lei de Darcy, a seguir:

$$Q = \frac{K(P_1 - P_2)A}{\mu L} \quad (2)$$

Equação 2 - Lei de Darcy. Fonte: Selley (1998).

Onde:

Q = vazão

K = coeficiente de proporcionalidade chamado de permeabilidade

$(P_1 - P_2)$ = diferencial de pressão entre a entrada e saída do fluxo fluido na amostra

A = área da seção da amostra

L = comprimento da amostra

μ = viscosidade do fluido

Segundo Selley (1998) a unidade de permeabilidade é o Darcy. Esta unidade é definida como a permeabilidade que permite que um fluido com viscosidade de 1 centipoise (cP)

possa fluir a uma velocidade de 1 cm/s para um diferencial de pressão de 1 atm/cm. Como a maioria dos reservatórios tem permeabilidades muito menores do que 1 Darcy, é comum utilizar o miliDarcy (mD). Normalmente, o valor médio da permeabilidade dos reservatórios de hidrocarbonetos varia de 5 a 500 mD e é referida pela letra *K*.

Suguio (2003) ressalta que a razão de descarga de fluidos, através de um corte transversal da rocha, não depende somente da natureza da rocha, mas do tipo de fluido e do gradiente de pressão hidrostática.

Segundo Tissot & Welt (1984), a permeabilidade de uma rocha é controlada principalmente pela quantidade, geometria e grau de conectividade dos poros; e a medida da permeabilidade é feita diretamente em amostras de testemunho; sendo classificada da seguinte maneira: como baixa (<1md), regular (1-10md), boa (10-100md), muito boa (100-1000md) e excelente (>1000md). Os autores ainda afirmam que a maior parte dos reservatórios possui permeabilidades entre 5 e 500md.

3.4. LEI DE DARCY E PERMEABILIDADE

Selley (1998) destaca as seguintes observações que envolvem a validade da Lei Darcy no contexto do estudo de reservatórios de hidrocarbonetos:

1- A Lei de Darcy é válida quando o fluido não reage quimicamente com a rocha e quando uma única fase fluida preenche completamente os poros; a situação é muito mais complexa em se tratando de sistemas com mais de uma fase, como por exemplo, óleo e gás.

2- A Lei de Darcy é válida apenas para um tipo uniforme de meio ou sistema poroso; em sistemas que envolvem porosidade de mais de um tipo, como por exemplo, porosidade gerada por fraturas e vugular, as relações são mais complexas.

3- A vazão de um fluido depende da relação entre a permeabilidade e a viscosidade; sendo que viscosidade é a propriedade física que caracteriza a resistência de um fluido ao escoamento, ou seja, quanto maior a viscosidade, menor será a velocidade com que o fluido se movimenta. Logo, nos reservatórios contendo gás, esse material é capaz de fluir com vazões comerciais de permeabilidade de apenas alguns miliDarcys, porém, nos casos dos reservatórios de óleo necessita-se de permeabilidades mínimas da ordem de dezenas de miliDarcys.

Todavia raramente a permeabilidade é a mesma em todas as direções dentro da rocha, sendo a permeabilidade vertical muito menor que a permeabilidade horizontal para uma dada camada. Desta forma, comumente, a permeabilidade é medida em plugues extraídos de um testemunho em ambas as direções.

Com base na equação (2) os termos K_w , K_g e K_o que são aplicados para designar, respectivamente, a permeabilidade efetiva em relação à água, gás e óleo. A permeabilidade efetiva varia entre 0 e K com saturação de 100%, porém, a soma das permeabilidades para duas ou três fases é sempre menor do que para uma fase. A permeabilidade relativa é a razão entre a permeabilidade efetiva para um fluido numa dada saturação e a permeabilidade absoluta. A permeabilidade relativa varia de 0,0 a 1,0. Sendo assim temos:

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K} \quad K_{rg} = \frac{K_g}{K} \quad K_{rw} = \frac{K_w}{K} \quad (3)$$

Equação 3 - Permeabilidades Relativas; em relação ao óleo , gás e água respectivamente. Fonte: Selley (2008).

Onde:

K = permeabilidade absoluta

K_r = permeabilidade relativa

K_g = permeabilidade efetiva com 100% de saturação de gás

K_w = permeabilidade efetiva com 100% de saturação de água

K_o = permeabilidade efetiva com 100% de saturação de óleo

3.5. MOLHABILIDADE

Ahmed (2000) define molhabilidade como a tendência de um fluido aderir ou espalhar-se preferencialmente sobre uma superfície sólida em presença de outra fase fluida imiscível. Em um reservatório de hidrocarbonetos, a superfície sólida é a rocha e os fluidos são

água, óleo e/ou gás. A fase que adere ou espalha-se preferencialmente à superfície da rocha é denominada fase molhante e a outra fase fluida imiscível é denominada a fase não molhante.

Selley (2008) observa que a maioria dos reservatórios é molhável a água, isto é, apresentam uma película de água conata que separa a superfície dos poros do óleo neles contido. Os reservatórios completamente livres de película de água conata na superfície dos poros são chamados molháveis a óleo, e estes são poucos. Pode ocorrer também uma condição de molhabilidade mista ou intermediária. A Figura 12 mostra a representação da molhabilidade em reservatórios de hidrocarbonetos.

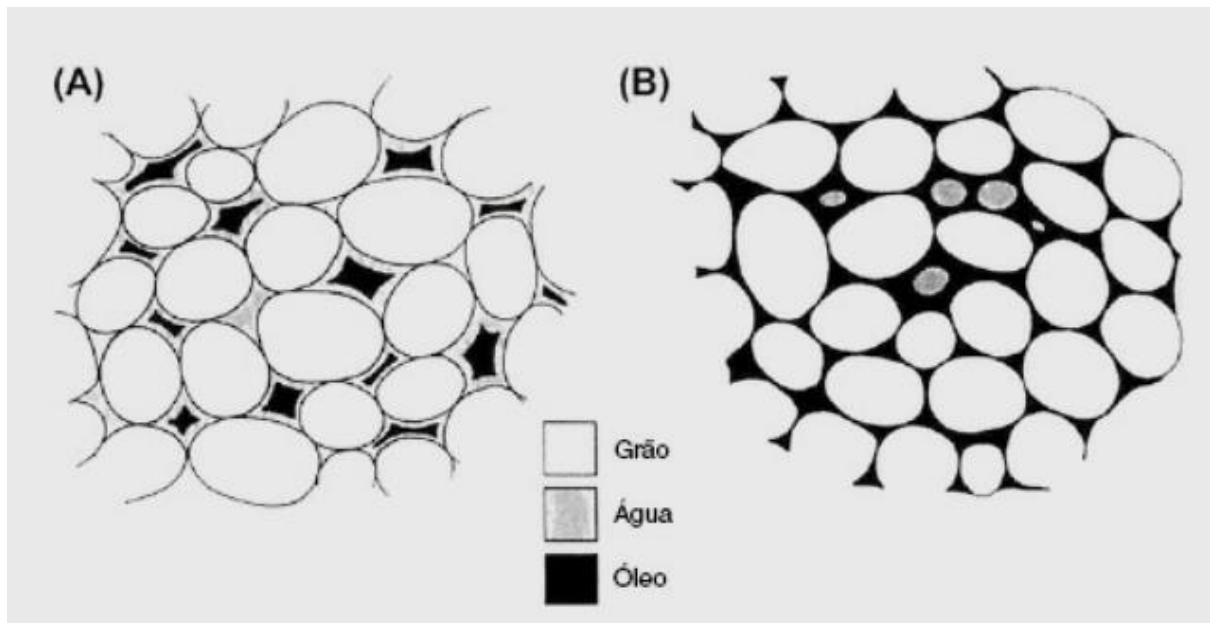


Figura 12 - O conceito de molhabilidade em reservatórios. Em (A) Reservatório molhável a água (comum). (B) Reservatório molhável a óleo; caso raro. Fonte: Selley (2008).

4. CARACTERÍSTICAS SEDIMENTOLÓGICAS DOS RESERVATORIOS E SUA INFLUÊNCIA NA POROSIDADE E NA PERMEABILIDADE

4.1. INTRODUÇÃO

A porosidade e a permeabilidade, que foram analisadas anteriormente, segundo Suguio (2003) e Selley & Sonnemberg (2014) estão relacionadas à textura de uma rocha sedimentar; pois esta irá influenciar nequeles dois parâmetros. A textura da rocha reservatório é consequência da fábrica deposicional original dos sedimentos, que é posteriormente modificada pela diagênese. Selley (2008) afirma que em rochas carbonáticas, a diagênese pode ser suficiente para obliterar todos os vestígios das feições deposicionais originais. O autor ainda afirma que os efeitos da fábrica deposicional, original, na porosidade e na permeabilidade devem ser analisados antes de se considerar os efeitos da diagênese sobre esses parâmetros.

Suguio (op.cit.) e Selley (op.cit.) afirmam que os parâmetros texturais de um sedimento, não consolidado, que podem afetar a porosidade e a permeabilidade são os seguintes: forma de grãos (arredondamento e esfericidade), tamanho dos grãos e seleção e fábrica (empacotamento e orientação dos grãos).

4.2. FORMA DOS GRÃOS

Segundo Selley (2008), o arredondamento e a esfericidade dos grãos (Figura 13) influenciam na porosidade e na permeabilidade. O arredondamento descreve o grau de angularidade da superfície da partícula e a esfericidade descreve o grau em que a partícula se aproxima da forma esférica. Desta forma, a porosidade pode diminuir com o aumento da esfericidade dos grãos, uma vez que, grãos esféricos podem ter um empacotamento mais fechado do que os grãos subesféricos, o que conseqüentemente, provocaria uma diminuição no espaço intergranular.

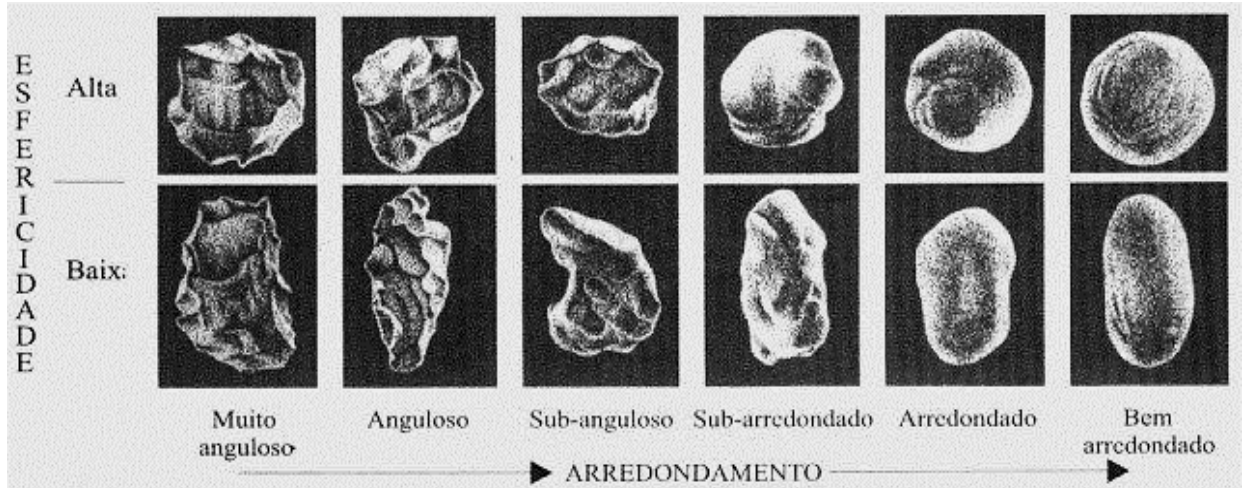


Figura 13 - Arredondamento e esfericidade dos grãos influenciam a permeabilidade e a porosidade. Fonte: Selley (2008).

4.3. TAMANHO DOS GRÃOS

Selley (2008) afirma que a permeabilidade diminui com a redução do tamanho dos grãos; isso ocorre porque o diâmetro dos poros diminui e, conseqüentemente, diminuem também as gargantas de poros, o que ocasiona um aumento da pressão capilar. Sendo assim, tanto um arenito quanto um folhelho podem ter porosidade de 10%, sendo que o primeiro pode constituir um reservatório permeável, enquanto que o segundo poderia ser uma rocha capeadora impermeável.

4.4. SELEÇÃO DOS GRÃOS

Suguio (2003) e Selley (2008) afirmam que a porosidade aumenta com uma melhor seleção dos grãos ou partículas. Quanto maior for a seleção das partículas de um sedimento menor será a quantidade de detritos finos que irão preencher os espaços vazios deixados entre os mais grossos. Nesta situação, as partículas mais finas que poderiam bloquear as passagens dos poros, diminuindo a porosidade, não estão presentes.

4.5. EMPACOTAMENTO DOS GRÃOS

Segundo Selley (2008) duas características importantes da fábrica de um sedimento são o empacotamento e a orientação dos grãos ou partículas. O autor afirma que conforme os grãos se rearranjam em um empacotamento mais fechado, implica uma diminuição da porosi-

dade e, por conseguinte, um aumento da densidade. Dessa forma, o empacotamento tem uma grande influência sobre a porosidade. O autor ainda afirma que sedimentos depositados sob a influência de fluxos gravitacionais, tais como os fluxos fluidizados e turbidíticos, têm um empacotamento de grãos mais frouxo do que aqueles depositados por processos de tração. Porém, a compactação pós-deposicional, provavelmente, faz com que haja um rápido ajuste no empacotamento e perda da porosidade durante o soterramento inicial. As geometrias do empacotamento dos grãos variam desde um modelo cúbico frouxo com uma porosidade de 48% até um empacotamento do tipo romboédrico mais fechado com uma porosidade de 26% (Figura 14).

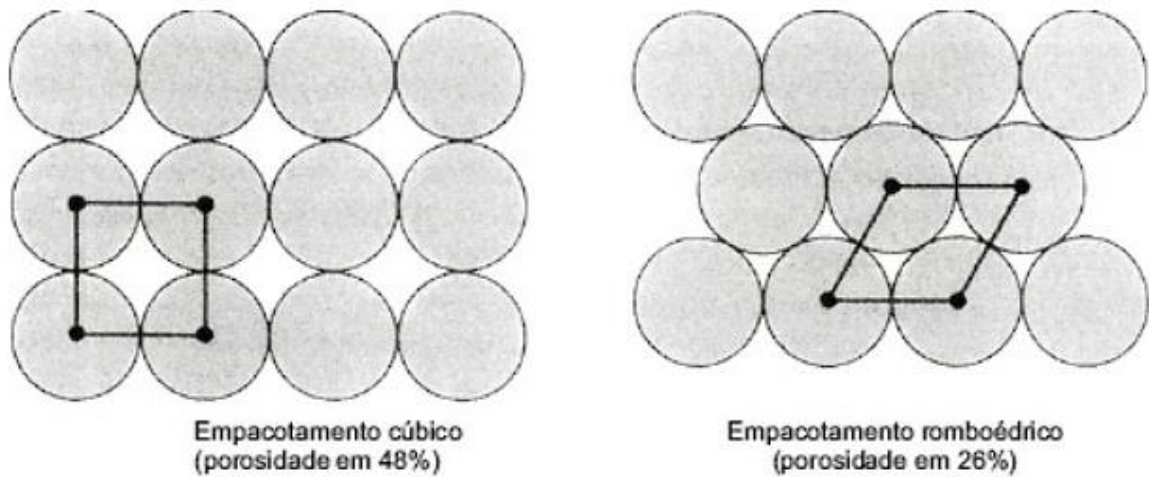


Figura 14 - Empacotamentos frouxo (cúbico) e fechado (romboédrico), teóricos, para esferas com diâmetro uniforme. Fonte: Selley (2008).

4.6. ORIENTAÇÃO DOS GRÃOS

Selley (2008) afirma que a orientação dos grãos possui uma importância maior para a porosidade e para a permeabilidade do que o empacotamento dos grãos; apresentando um efeito muito mais significativo sobre a permeabilidade. Segundo o autor o acamamento nos sedimentos estratificados é causado pelos grãos planares, como mica, conchas e fragmentos de plantas, além de lâminas de argila. Essa estratificação torna a permeabilidade vertical menor que a permeabilidade horizontal (Figura 15). O mesmo autor afirma que variações na permeabilidade também ocorrem paralelamente à estratificação, sendo que, em geral, na maioria dos arenitos, os grãos mostram um alinhamento preferencial no plano horizontal. Segundo Scheiddegger (1960) a permeabilidade será maior paralelamente à orientação dos grãos,

uma vez que nesse sentido, está o alinhamento da fábrica com menor resistência ao movimento do fluido.

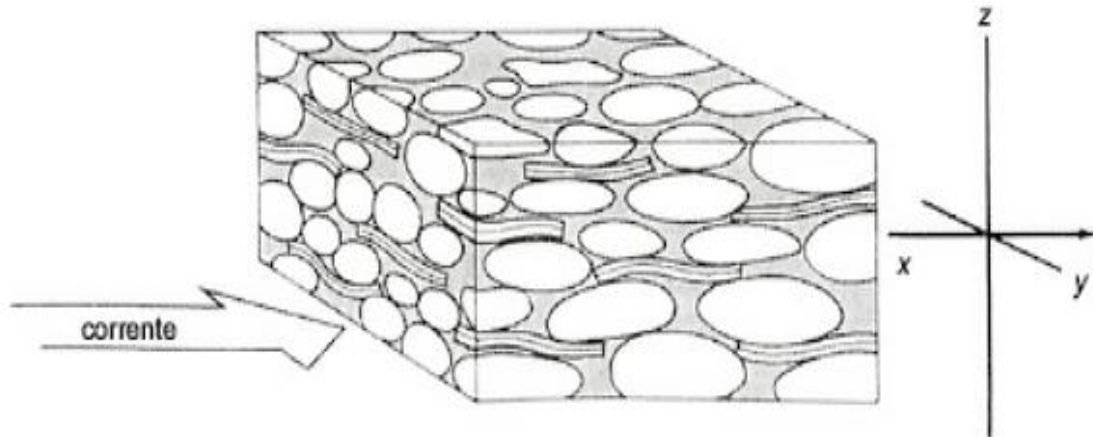


Figura 15 - Bloco diagrama de um arenito mostrando uma fábrica estratificada com os grãos orientados paralelamente ao sentido da corrente. Em geral, $K_x > K_y > K_z$. Fonte: Selley (2008).

5. DIAGÊNESE E SUA INFLUÊNCIA NA QUALIDADE DE RESERVATÓRIOS

Apesar da textura apresentada pelas rochas sedimentares, os processos que ocorrem na diagênese provocam alterações nas mesmas que modificam a permeabilidade e a porosidade de um possível reservatório de hidrocarbonetos (Selley & Sonnemberg, 2014); nesse contexto, torna-se fundamental entender as modificações ocorridas em função dos processos diagenéticos.

5.1. DIAGÊNESE EM RESERVATÓRIOS ARENÍTICOS

Selley (2008) afirma que os principais efeitos da diagênese em reservatórios arenosos incluem a destruição da porosidade devido à cimentação e o aumento da porosidade por dissolução.

5.1.1. Perda de porosidade por cimentação

Segundo Selley (2008), uma pequena quantidade de cimento é benéfica para um reservatório de arenito, uma vez que impede que parte dos grãos de areia seja produzida junto com o óleo, pois a presença de areia no óleo prejudica não só o próprio reservatório, mas também todo o sistema de produção; porém uma cimentação extensa diminui tanto a porosidade como a permeabilidade. O mesmo autor destaca que os minerais que podem crescer nos poros de um arenito, e têm uma importância maior, são o quartzo, a calcita e as argilas autigênicas; e faz as seguintes considerações sobre esses minerais:

1- O quartzo é um cimento comum, geralmente formado como sobrecrecimento em continuidade aos grãos de quartzo detríticos (Figura 16 A).

2- O carbonato de cálcio ocorre na forma de cristais de calcita, os quais, à medida que crescem através dos poros, podem formar uma fábrica poiquilotópica de cristais que englobam muitos grãos de areia (Figura 16 B).

3- Cimentos de quartzo e de carbonato de cálcio são encontrados em profundidades rasas, e com o aumento da profundidade, os cimentos carbonáticos são substituídos por quartzo. Nas profundidades onde o petróleo é encontrado, os cimentos de quartzo e carbonático ocorrem comumente em arenitos adjacentes a folhelhos.

4- As argilas podem estar presentes em um arenito como uma matriz detrítal ou como um cimento autigênico. A presença de argilas num reservatório reduz a sua porosidade e permeabilidade; a caulinita, por exemplo, ocorre dentro dos poros como blocos de cristais bem formados, a illita cresce como cristais fibrosos (Figuras 16 C e D) sobre as paredes dos grãos detríticos.

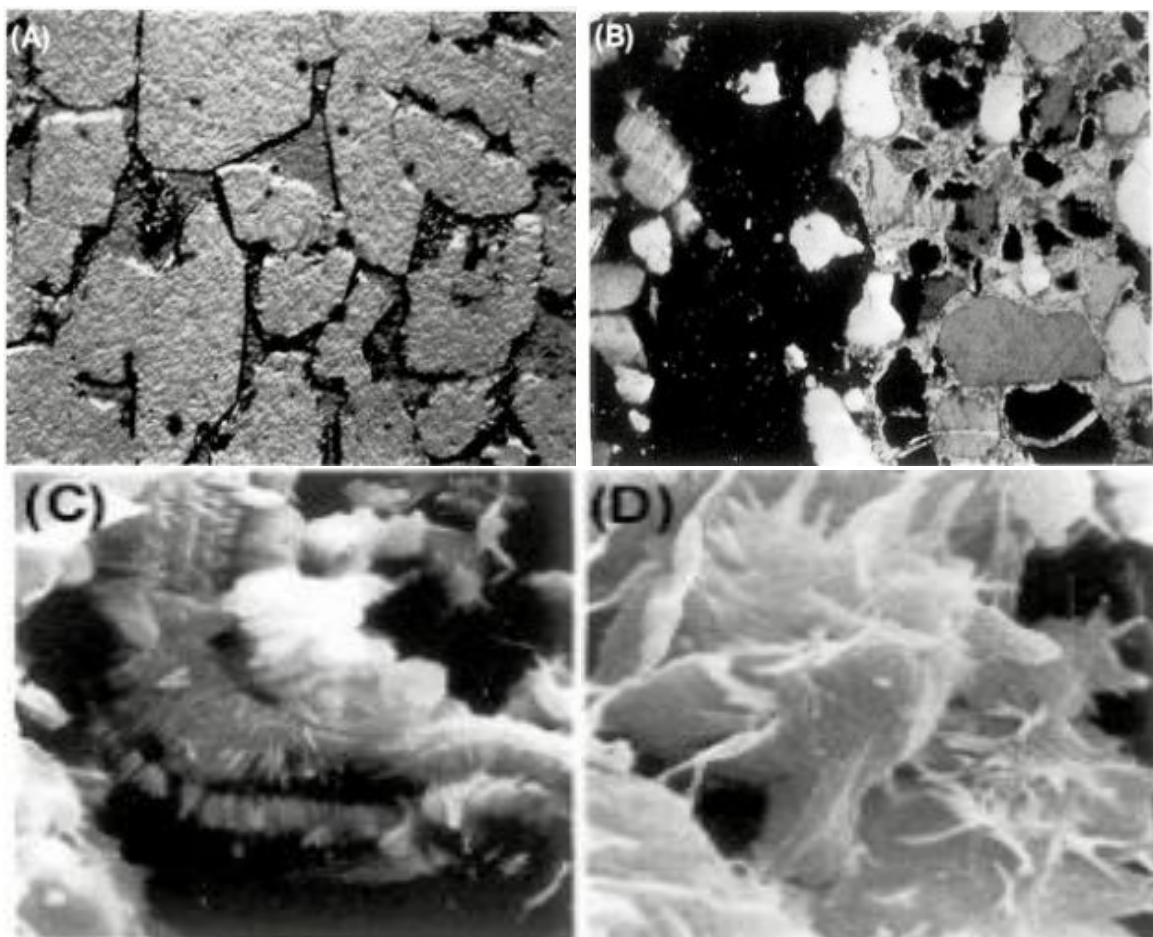
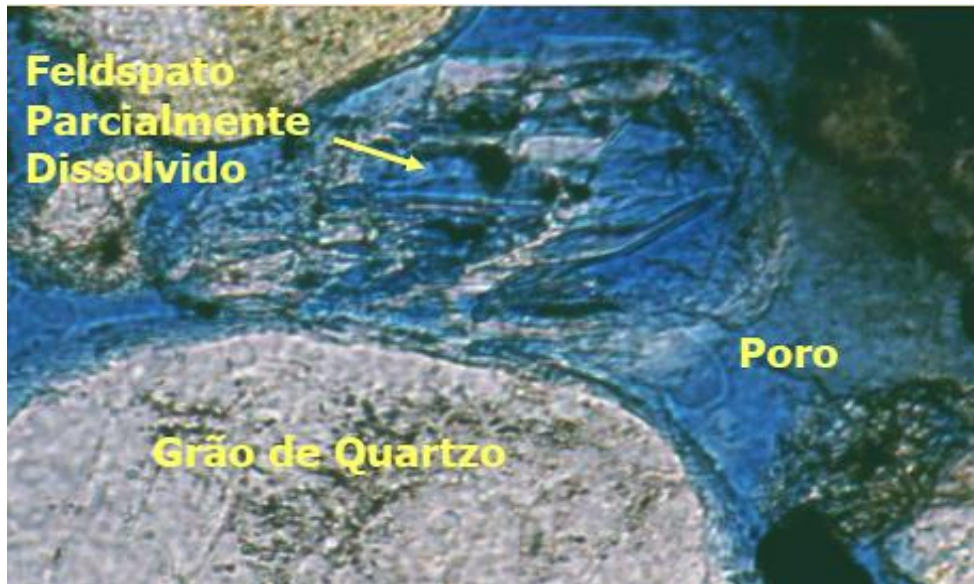


Figura 16 - Fotomicrografias de vários tipos de cimento: em arenitos: (A) cimento de sílica em continuidade óptica com grãos detrítal de quartzo. (B) cimento de calcita com fábrica poiquilotópica com grandes cristais englobando grãos de quartzo corroídos. (C) cristais autigênicos de caulinita no interior dos poros. (D) illita autigênica mostrando hábito fibroso. (A) e (B) são lâminas delgadas fotografadas em luz natural e luz polarizada, respectivamente. (C) e (D) são imagens de microscópio eletrônico de varredura. Fonte: Selley (2008).

5.1.2. Aumento da porosidade por dissolução

O processo de dissolução (Figuras 17 A e B) pode aumentar a porosidade e a permeabilidade; sendo que os minerais geralmente dissolvidos são: cimentos e grãos de carbonato,

incluindo a calcita, dolomita, siderita, fragmentos de conchas; e no caso específico dos minerais detríticos, instáveis, o feldspato. Na porosidade por dissolução em arenitos, o espaço ocupado pelos feldspatos dissolvidos, passa a ser constituído por poros e caulinita que ocorre como um cimento autigênico (Selley 2008).



(A)



(B)

Figura 17 - Em (A) fotomicrografia mostrando feldspato parcialmente dissolvido; e em (B) Imagem MEV mostrando o mesmo feldspato parcialmente dissolvido. Fonte: Sansone (2001).

5.2. DIAGÊNESE EM RESERVATÓRIOS CARBONÁTICOS

5.2.1. Introdução

Segundo Ahr (2008) a porosidade e a permeabilidade que ocorrem nas rochas carbonáticas, são modificadas ou geradas por vários processos diagenéticos; o autor afirma que há uma grande variedade de tipos de poros e alta heterogeneidade nessas rochas. Estas variações devem-se a instabilidade dos componentes que formam a rocha carbonática frente ao soterramento, como exemplo, é possível citar o efeito diagenético sobre os restos esqueléticos dos organismos presentes na rocha.

Para Ahr (2008) a diagênese dos carbonatos compreende um grande número de processos físicos, químicos e biológicos; nos quais, os sedimentos e a água que satura os poros intersticiais, passam por reações, procurando um equilíbrio geoquímico e textural com o ambiente. Isto ocasiona mudanças na mineralogia, na geoquímica, na textura e na estrutura das rochas. Sendo assim, os mecanismos de diagênese podem ser mecânicos, biológicos, químicos ou a combinação desses mecanismos. O mesmo autor complementa que quando a diagênese ocorre nos carbonatos, modificações significativas podem acometer a permeabilidade e a porosidade, sendo que os principais processos diagenéticos pelos quais as rochas carbonáticas passam, promovendo essas alterações, são: a compactação, a cimentação, a dissolução, a recristalização e a dolomitização.

5.2.2. Compactação

Ahr (2008) afirma que no processo de compactação (Figura 18) ocorre uma reorganização das partículas em função do aumento de pressão de carga sobre elas, ocasionando redução da porosidade pela variação de volume. Ainda segundo o autor a compactação pode ser mecânica ou química. A compactação mecânica ocorre no final da sedimentação, nela os bioclastos são alargados ou os detritos carbonáticos orientam-se paralelos a estratificação; posteriormente podem ocorrer fraturas e deformação dos grãos e dos cimentos mais fracos. A compactação química resulta do aumento de solubilidade devido contato entre os grãos e superfícies de descontinuidade, quando uma pressão de soterramento ou processos tectônicos são aplicados em presença da água.

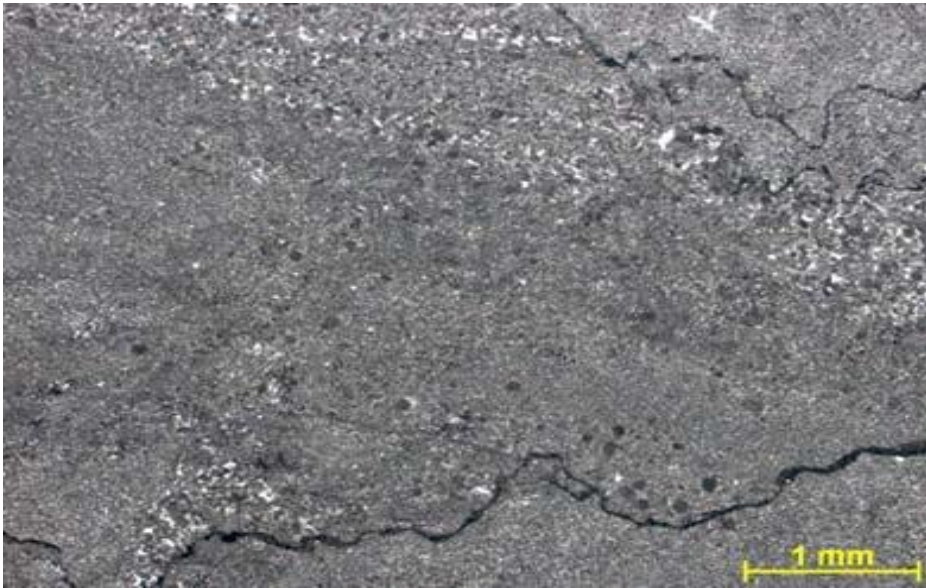


Figura 18 - Rocha sedimentar submetida a compactação química, com formação de estilólitos. Fonte: Tonietto (2010).

5.2.3. Cimentação

Segundo Ahr (2008), a cimentação (Figura 19) é o processo em que ocorre o crescimento de cristais em espaços interpartículas ou intrapartículas, devido precipitação de soluções saturadas. No caso das rochas carbonáticas, as fases de cimento mais frequente são as calcitas, as aragonitas e as dolomitas. Este processo causa litificação dos sedimentos carbonáticos e diminuição da porosidade e da permeabilidade das rochas.

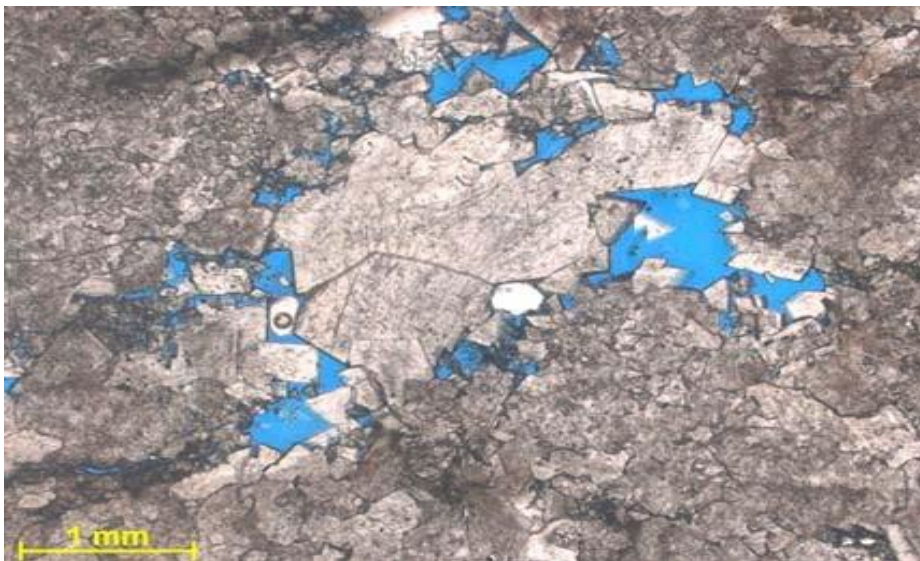


Figura 19 - Cimentação de dolomita em porosidade vugular. Fonte: Tonietto (2010).

5.2.4. Dissolução

Ahr (op.cit.) afirma que o processo de dissolução (Figura 20) resulta da interação entre a composição da água presente nos poros e a mineralogia de partículas ou grãos. Este processo é responsável pelo aumento da porosidade nas rochas carbonáticas, quando os grãos são dissolvidos; gerando a porosidade vugular ou moldica. Ainda segundo o mesmo autor, a dissolução ao longo de fraturas e planos de estratificação pode produzir grandes cavidades.

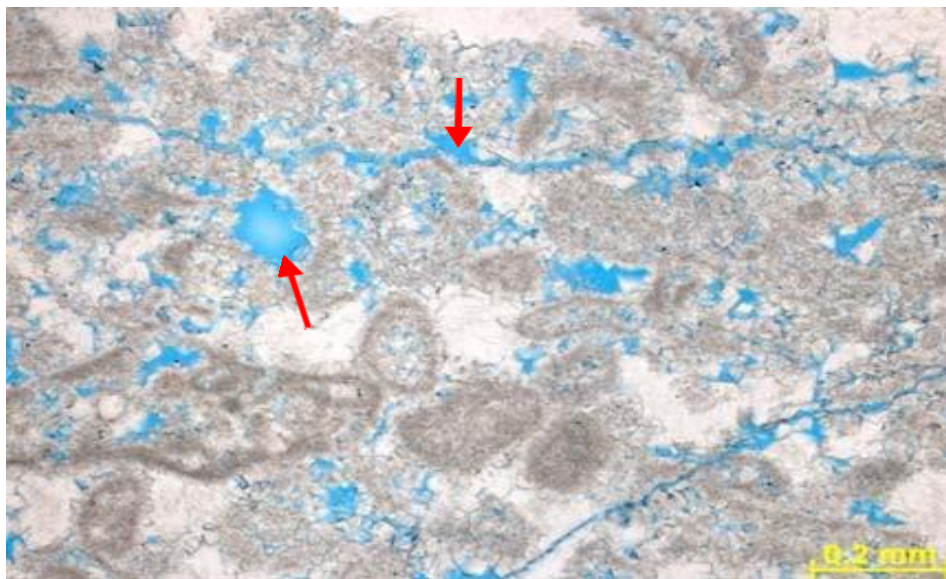


Figura 20 - Rocha carbonática com poros de dissolução em canais e moldica. Fonte: Tonietto (2010).

5.2.5. Recristalização

Segundo Folk (1965) a recristalização (Figura 21) é um processo que compreende transformações de minerais e texturas, resultando em cristais novos de morfologia e tamanhos diferentes. Por outro lado, Ahr (2008) explica que a recristalização é o processo pelo qual a morfologia do cristal é alterada sem grandes modificações na composição mineral. Ainda para o mesmo autor, o processo de recristalização nas rochas carbonáticas é responsável por diminuição na porosidade e na permeabilidade, pois preenche os espaços antes não ocupados por alguma partícula.

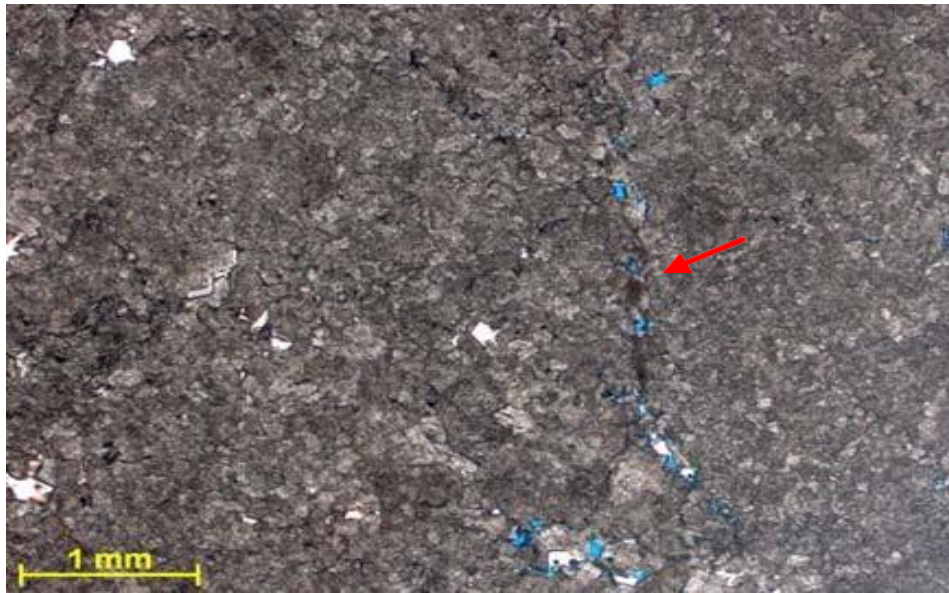
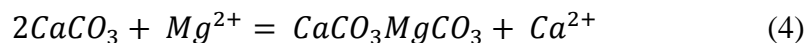


Figura 21 - Rocha carbonática com Intenso processo de recrystalização e pouquíssima porosidade secundária. Fonte: Tonietto (2010).

5.2.6. Dolomitização

Segundo Ahr (2008), a dolomitização é o processo diagênético no qual calcita e aragonita originais são substituídas por dolomita mineral. O mesmo autor afirma que este processo pode melhorar as características produtoras de reservatórios carbonáticos, pois quando a calcita é recrystalizada para dolomita, o volume de massa é reduzido em cerca de 13% e, em consequência disso, a porosidade aumenta correspondentemente. No entanto, para Selley (2008) a dolomita pode ser formada a partir de calcita (dolomitização) e vice-versa (desdolomitização ou calcitização), o que pode voltar a diminuir a porosidade do reservatório, como mostrado na Equação 4. A direção na qual a reação se desloca é função não só da razão Mg/Ca, mas também da salinidade.



Equação 4- Reação química da dolomitização/desdolomitização. Fonte Selley (2008).

Por outro lado, Ahr (op.cit.) afirma que o responsável pelo processo de dolomitização é a circulação de águas carregadas de sais magnesianos, ou até mesmo a água do mar. Quando o calcário está muito enriquecido em carbonato de magnésio, a rocha passa a constituir um

calcário dolomítico (Figura 22 e Figura 23). Ainda segundo o mesmo autor, como o volume dos cristais de dolomita é menor do que o volume dos cristais da calcita, o processo de dolomitização é acompanhado por um aumento da porosidade das rochas, favorecendo o acúmulo de hidrocarbonetos; e pode ocorrer tanto em ambiente de sedimentação raso, em condições de clima árido, como devido à diagênese em ambiente de alta profundidade de soterramento.



Figura 22 - Dolomitização de cristalinidade muito grossa em rocha carbonática. Fonte: Tonietto (2010).

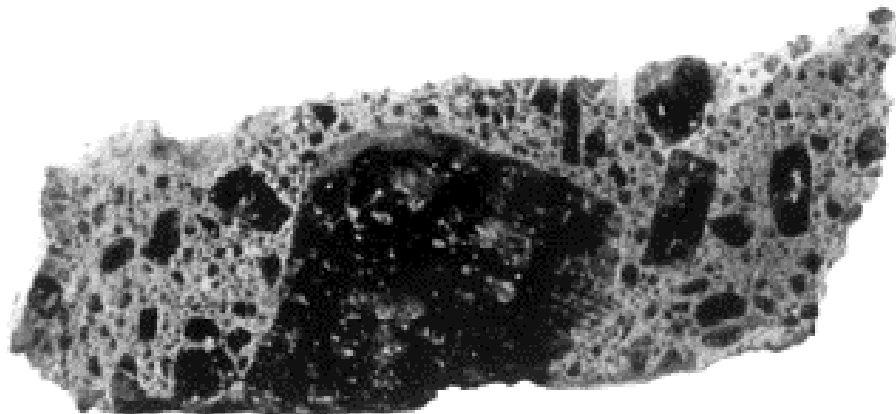


Figura 23 - Brecha de colapso de reservatório dolomítico. Fonte: Selley (2008).

6. CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS DE HIDROCARBONETOS.

Sabe-se que após a descoberta de um reservatório de hidrocarbonetos, segundo Selley & Sonnenberg (2014), torna-se necessário caracterizá-lo da forma mais precisa possível, com o objetivo de calcular suas reservas e definir o método mais adequado, que permita a máxima recuperação de petróleo da forma economicamente mais viável.

Segundo Slatt (2006), o principal objetivo de caracterizar os reservatórios é, através da otimização, obter a maior recuperação de petróleo com o menor número de poços, posicionando-os nas melhores regiões do reservatório, e com o menor custo possível.

Segundo Selley & Sonnenberg (op.cit) a caracterização de reservatórios envolve, inicialmente, a integração de uma vasta quantidade de dados como levantamentos sísmicos, perfis geofísicos e amostras geológicas. Esses Autores afirmam que os dados obtidos estão numa hierarquia de escalas: a gigascópica, que é a escala de sistemas deposicionais e tratos de sistemas; a megascópica que trata das relações entre as unidades geológicas permeáveis e impermeáveis; a macroscópica que é a escala das fácies deposicionais; a mesoscópica, escala que trata das camadas, estratificações e variação de laminações; e a microscópica que se refere a escala de grãos e poros. Selley (2014) afirma que é importante considerar e analisar todos os dados disponíveis visando resolver o problema de conciliar os dados de porosidade e permeabilidade, obtidos a partir dos perfis geofísicos, com aqueles das amostras de rochas.

Segundo Geehan & Pearce (1994), o primeiro objetivo da caracterização de um reservatório de hidrocarbonetos é produzir um modelo geológico que honre os dados disponíveis e possa ser utilizado para prever a distribuição da porosidade, da permeabilidade e dos fluidos contidos por todo o campo petrolífero; considerando a heterogeneidade intrínseca à formação.

Galloway & Hobday (1996) definem os seguintes fatores que geram esta heterogeneidade: descontinuidades associadas ao limite entre fácies, unidades de permeabilidade variáveis, variação lateral e vertical de permeabilidade e porosidade, camadas impermeáveis servindo de barreira de permeabilidade e permeabilidade anisotrópica.

Ainda segundo Galloway & Hobday (1996) existem três tipos de padrões (Figura 23) possíveis para a ocorrência de reservatórios de hidrocarbonetos (e também para reservatórios

de água subterrânea). O *Layer Cake* (bolo em camada) é caracterizado por camadas contínuas lateralmente, com variações gradual e lateral em espessura; formados por corpos com geometria de lençóis e lobos, sendo de fácil correlação e interpretação. O *Jigsaw puzzle* (quebra cabeça) é um tipo de reservatório compartimentado e complexo, com relações de interdigitação entre as litologias; sendo abrupta por vezes a mudança de permeabilidade. A definição da zona de produção neste tipo de reservatório é simples, porém a correlação entre as unidades é complicada, devido ao grau de descontinuidade. O *Labyrinth* (labirinto) é caracterizado pelo grande número de unidades permeáveis isoladas umas das outras, trazendo uma enorme dificuldade na correlação entre estas unidades.

Segundo Selley (2014), os geólogos aplicam seus conhecimentos para elaborar um modelo preditivo para a forma de “bolo em camada” com facilidade; para a forma quebra cabeça já há alguma dificuldade; no caso do reservatório labirintiforme a previsão só pode ser efetivada por meio de modelagem estatística.

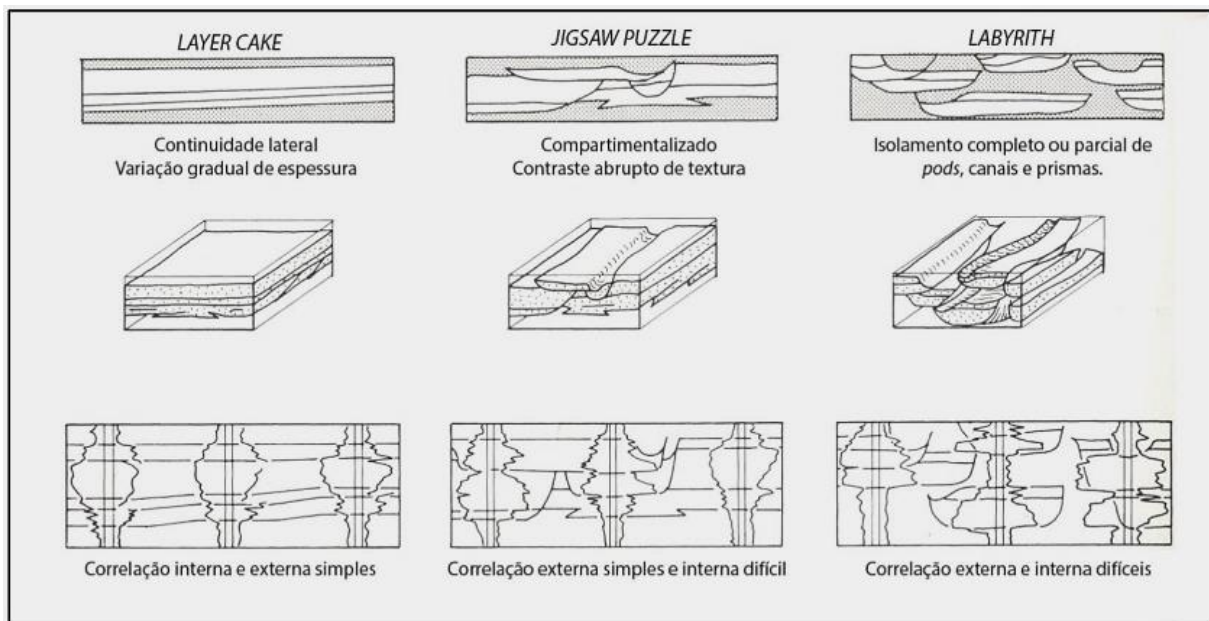


Figura 23 - Tipos de reservatórios e suas características internas e externas. Fonte: Galloy & Hobday (1996).

Segundo Selley (2008), a caracterização de um reservatório, dentro de uma forma específica (bolo em camada, quebra-cabeça ou labirintiforme) determina se ele pode ser modelado de forma determinística utilizando a geologia, ou probabilisticamente usando a estatística. Independentemente da abordagem utilizada, o objetivo é produzir um modelo tridimensio-

nal do campo, objetivando atribuir valores de porosidade, permeabilidade e saturação de petróleo.

Segundo Selley (2014) uma vez que tudo isso tenha sido elaborado, pode-se efetuar o cálculo das reservas, bem como, simular em computador o método mais eficaz de produção. A simulação computacional permite que sejam testadas as características de produção do campo para diferentes espaçamentos de poços, taxas de produção, métodos de recuperação avançada e assim por diante. Ainda segundo o mesmo autor à medida que o campo vai sendo perfurado, desenvolve-se uma sequência de processos interativos, constantemente atualizados, revendo-se o modelo tridimensional que representa o reservatório, o que permite testar, gradativamente, vários cenários de produção cada vez mais precisos.

7. MODELAGEM COMPUTACIONAL DE RESERVATÓRIOS

Atualmente, os métodos computacionais são uma ferramenta cada vez mais popular para resolver diferentes tipos de problemas em todos os ramos da engenharia e ciências aplicadas, pois fornecem uma alternativa rápida, flexível e barata aos experimentos. No que diz respeito ao tema abordado neste trabalho, o processo de modelagem computacional é amplamente utilizado para caracterização de reservatórios. Segundo Branets *et al.* (2008) o principal desafio na modelagem computacional é obter a geometria de reservatórios complexos com precisão e eficiência, de modo a representar a distribuição de suas propriedades de maneira heterogênea. Segundo Yeten & Gumrah (2000), visto que a heterogeneidade do reservatório altera sua eficiência na produção, esta deve ser cuidadosamente determinada e, então, modelada para uso em simuladores, no sentido de prever a produção e locação de poços.

Ainda segundo Branets *et al.* (2008), na pesquisa para caracterização de reservatórios, são realizadas análises nas áreas de geologia, geofísica e petrofísica, que associadas à simulações numéricas, resultam na construção de modelos tridimensionais. Estes modelos podem ser utilizados posteriormente para simulação de fluxo. Neste contexto, a geoestatística se mostra uma ferramenta importante no cenário petrolífero, visto que integra as grandes áreas de geologia à engenharia de reservatórios. Esses autores enfatizam que a eficiência do processo de construção dos modelos tridimensionais está atrelada aos avanços tecnológicos que ocorrem na prospecção, perfuração e desenvolvimento de campos de petróleo e nas melhorias computacionais que permitem a evolução de *softwares* com este objetivo.

Segundo Maucec *et al.* (2011), a construção de modelos de alta resolução das litofácies e das propriedades dos reservatórios inicia-se pela determinação do arcabouço estrutural, o qual será integrado com o modelo geológico. O modelo geológico, por sua vez, pode ser baseado em fácies deposicionais, com o auxílio da descrição de testemunhos, ou com a utilização da geofísica, com base em eletrofácies de perfis de poço (ajustados com auxílio dos testemunhos).

Segundo Branets *et al.* (2008), o processo de modelagem 3D começa pela caracterização do reservatório sob a perspectiva de diversas escalas (gigascópica, megascópica, macroscópica, etc...), no entanto, os testemunhos de poços são pouco representativos em tamanho, os perfis geofísicos de poço cobrem poucos metros em volta do poço e apesar da sísmica abran-

ger um volume extenso, possui resolução vertical limitada; por essa razão, as técnicas geoestatísticas são utilizadas para interpolar ou extrapolar os dados conhecidos para completar os modelos 3D do reservatório. Neste caso a análise estatística trabalha com a construção de histogramas, distribuição das frequências de forma gráfica, distribuições absolutas, relativas, percentuais, acumuladas, dentre outras. Realizada a análise da distribuição espacial dos dados, os métodos geoestatísticos a serem aplicados podem ser do tipo determinístico ou estocástico.

Segundo Chambers *et al.* (2000), os modelos determinísticos não lidam com incertezas associadas às variáveis dos atributos de rocha tais como a densidade, a porosidade, a permeabilidade, a molhabilidade, dentre outros; e nesses casos, faz-se necessária a utilização dos métodos de natureza estocástica. Segundo Journel (1990), a modelagem estocástica é bastante utilizada pelo seu potencial em gerar modelos mais precisos na caracterização da heterogeneidade dos reservatórios. Os mesmos autores ainda dizem que o passo final para construir o modelo geológico estático é compor as células do *grid*, definidos na análise geofísica-geoestatística, com propriedades da rocha. Na esfera computacional, para a geração dos blocos que irão constituir o *Grid* do modelo, é necessário manter uma escala que não interfira na integridade do dado, no sentido de evitar a eliminação de informações geológicas que seriam importantes para representar o mecanismo de fluxo do reservatório.

8. CARACTERÍSTICAS DE RESERVATÓRIOS EXISTENTES EM BACIAS SEDI-MENTARES BRASILEIRAS

Neste tópico serão mostradas as características de reservatórios localizados em Bacias sedimentares brasileiras. A Figura 24 mostra o mapa das bacias efetivas, ou seja, com chances para acumulação de hidrocarbonetos, elaborado pela Empresa Brasileira de Pesquisa Energética no ano de 2017. Os reservatórios aqui analisados pertencem a algumas dessas bacias e foram objeto de rodadas de licitações de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural, realizadas pela Agência Nacional do Petróleo (ANP) entre os anos de 2011 a 2015.

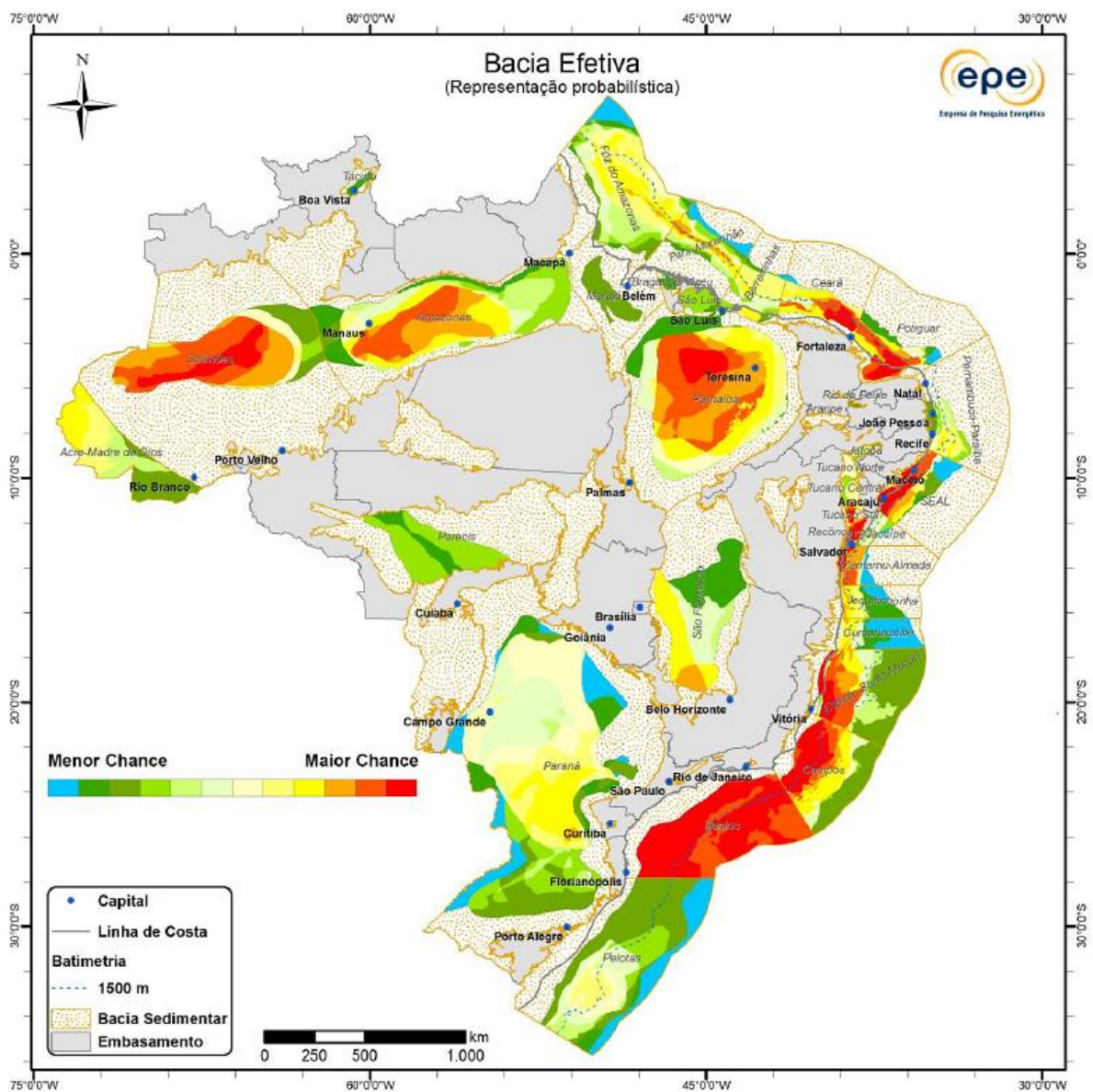


Figura 24 - Bacias efetivas brasileiras (representação probabilística). Fonte: EPE (2017)

Os reservatórios considerados neste tópico pertencem às seguintes bacias sedimentares: Bacia da Foz do Rio Amazonas, Bacia do Amazonas, Bacia do Parnaíba e Bacia Potiguar.

8.1. ROCHAS RESERVATÓRIO DA BACIA DA FOZ DO RIO AMAZONAS

A Bacia da Foz do Amazonas corresponde a mais extrema bacia ao norte da margem continental brasileira, situando-se em frente a todo o litoral do Estado do Amapá e parte do litoral noroeste do Estado do Pará. Sua área é de 268.000 km² (Brandão & Feijó, 1994).

Na 11^a Rodada de Licitações de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural que foi realizada no dia 14 de maio de 2013 no Rio de Janeiro, as rochas reservatório situadas nos blocos ofertados, pertencentes à Bacia da Foz do Rio Amazonas, apresentavam as principais descobertas de hidrocarbonetos associadas às Formações Pirarucu, Amapá, Limoeiro e Cassiporé. Nessa rodada, os seguintes dados foram apresentados, a respeito das rochas reservatório: na Formação Pirarucu (Mioceno Médio), ocorrem arenitos plataformais com porosidade variando de 23 a 27%. Na Formação Amapá (Paleoceno Inferior - Mioceno Médio) ocorrem calcarenitos porosos e fraturados, com porosidade entre 12 e 18%. Na Formação Limoeiro (Paleoceno Inferior) ocorrem arenitos plataformais e turbidíticos, com porosidade entre 13 e 20%. Na Formação Cassiporé (Neocomiano – Albiano) ocorrem arenitos fluvio-deltáicos com porosidade entre 12 e 20%. Esses reservatórios apresentam permeabilidades variando entre 80 a 500mD.

8.2. ROCHAS RESERVATÓRIO DA BACIA DO AMAZONAS

Localizada no norte do Brasil, a Bacia do Amazonas ocupa uma área de aproximadamente 620.000 km², abrangendo parte dos estados do Amazonas e Pará. Possui um formato linear alongado na direção ENE-WSW, sendo limitada a norte pelo Escudo das Guianas e a sul pelo Escudo Brasileiro (Gonzaga et. al., 2000).

Conforme a 13^a Rodada de Licitações de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, que foi realizada no dia 07 de outubro de 2015 no Rio de Janeiro, as principais descobertas de hidrocarbonetos na Bacia do Rio Amazonas ocorrem associadas a arenitos das formações: Nova Olinda, Monte Alegre e Curiri. Nessa rodada, os seguintes dados foram apresentados, a respeito das rochas reservatório:

Os arenitos e diamictitos da Formação Curiri foram depositadas em vales glaciais escavadas em resposta à rebaixamentos do nível do mar, eles atingem valores de porosidade entre 6-20% e permeabilidade entre 130 e 400 mD.

Reservatórios da Formação Monte Alegre, depositados em ambiente desértico continental a transicional do tipo *sabkha*, exibem sedimentos fluviais e eólicos, com porosidade entre 20-25% e permeabilidades entre 150 e 380 mD.

A Formação Nova Olinda compreende ciclos de sedimentação siliciclástica, carbonática e evaporítica, sendo os reservatórios formados por arenitos que alcançam porosidade de 20% e permeabilidade entre 50 e 300 mD.

8.3. ROCHAS RESERVATÓRIO DA BACIA DO PARNAÍBA

A Bacia do Parnaíba localiza-se na região nordeste ocidental do território brasileiro, ocupando uma área de 665.888 km². Distribui-se pelos estados do Piauí, Maranhão, Pará, Tocantins, Bahia e Ceará. Apresenta forma elíptica, com eixo de maior alongação orientado para NE-SO com um comprimento de aproximadamente 1.000 km. Em seu depocentro, a espessura da coluna sedimentar atinge cerca de 3.500 m (Vaz *et al.*, 2007).

De acordo com a 14^a Rodada de Licitações de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural que foi realizada no dia 27 de setembro de 2017, no Rio de Janeiro, os reservatórios principais sempre foram considerados os arenitos devonianos da Formação Cabeças. O potencial como reservatório de hidrocarbonetos desta formação aumenta em função de sua privilegiada situação estratigráfica em contato direto com as rochas geradoras da Formação Pimenteiras. Nessa rodada, os seguintes dados foram apresentados, a respeito das rochas reservatório:

A Formação Cabeças apresenta alta porosidade de até 26%, e permeabilidade de em torno de 400mD, atingindo espessuras da ordem de 250 m.

Contudo, as recentes descobertas ocorridas no parque dos Gaviões indicaram outro importante reservatório na Bacia: os arenitos mesocarboníferos da Formação Poti. Além disso, os arenitos continentais a costeiros neocarboníferos da Formação Piauí são reservatórios secundários nas acumulações da Bacia do Parnaíba. Ademais, são potenciais candidatos a

rochas-reservatório os arenitos devonianos da Formação Itaim e os arenitos silurianos da Formação Ipu.

8.4. ROCHAS RESERVATÓRIO DA BACIA POTIGUAR

A Bacia Potiguar localiza-se na porção mais oriental da região nordeste do Brasil, estendendo-se pelos estados do Rio Grande do Norte e do Ceará. A área sedimentar na porção emersa é de aproximadamente 26.700 km², enquanto que a porção submersa soma aproximadamente 195.400 km². Geologicamente, limita-se a leste com a Bacia de Pernambuco-Paraíba, pelo Alto de Touros, a noroeste com a Bacia do Ceará pelo Alto de Fortaleza e ao sul com rochas do embasamento cristalino (Bertani,1990).

De acordo com a 13^a Rodada de Licitações de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural que foi realizada pela ANP no dia 07 de outubro de 2015 no Rio de Janeiro, os principais reservatórios de hidrocarbonetos ocorrem nos sistemas Pendência e Alagamar associadas a arenitos Aluviais. Nessa rodada, os seguintes dados foram apresentados, a respeito das rochas reservatório:

Os reservatórios do sistema Pendência são arenitos aluviais, deltaicos e turbidíticos, com granulometria grossa a fina, porosidade variando entre 12 e 27%, e permeabilidade variando entre 700 md e 1 Darcy.

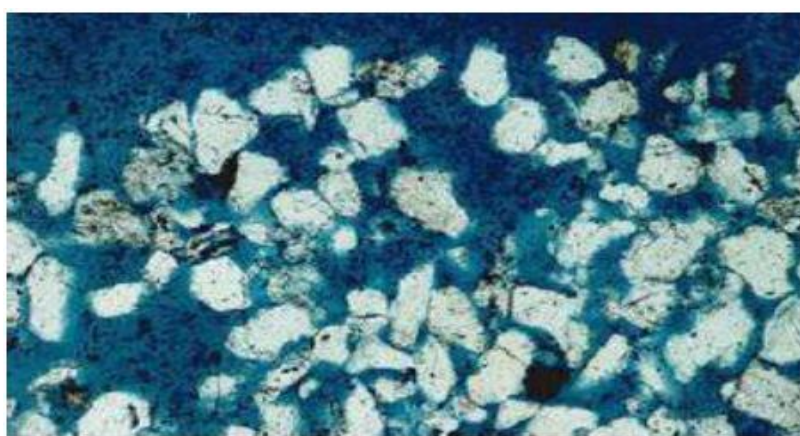
Os reservatórios do Sistema Alagamar – Açú são principalmente arenitos aluviais e fluviais de idade Albiana/Cenomaniana da Formação Açú. A porosidade varia entre 14 e 18%, e a permeabilidade entre 700 md e 1 Darcy.

Secundariamente podem ocorrer acumulações em arenitos deltaicos Aptianos da Formação Alagamar, com porosidade entre 12 e 16%. Há ainda acumulações em reservatórios do Neocretáceo ao Paleógeno, em arenitos turbidíticos da Formação Ubarana, com porosidade de 20 a 25% e permeabilidade acima de 1 Darcy.

Os dados apresentados pela ANP nas rodadas de licitações mostradas neste trabalho referem-se a reservatórios com importantes possibilidades de acumulações de hidrocarbonetos, que podem vir a representar investimentos interessantes na área da indústria de petróleo e gás, influenciando positivamente a economia do país.

9. CONTRIBUIÇÃO DE RESERVATÓRIOS DE BAIXA PERMEABILIDADE PARA A INDÚSTRIA DE PETRÓLEO.

Os exemplos de reservatórios considerados no capítulo anterior consistem em reservatórios convencionais, que possuem boas porosidade e permeabilidade, entretanto, os reservatórios não convencionais também representam importante fonte de acumulações de hidrocarbonetos. Segundo Suárez (2012) os reservatórios não convencionais compreendem rochas com porosidade inferior a 10% e permeabilidade inferior a 0,1 mD; logo são reservatórios que apresentam valores extremos de permeabilidade e porosidade quando comparados aos reservatórios convencionais (Figura 25 - A e B); mas que devido a sua grande extensão geográfica e diferentes técnicas usadas para produção são capazes de produzir consideráveis volumes de óleo e gás.



(A)



(B)

Figura 25 - Diferença de meios porosos: um arenito convencional em A e um arenito compactado, não convencional, em B, nos quais a coloração azulada denota o espaço poroso da rocha. Fonte: Virgens (2011).

Segundo Batista (2011), esses reservatórios são variáveis; podem ser profundos ou não, homogêneos ou fraturados, de alta ou baixa temperatura, podem conter uma única zona ou múltiplas e podem ser tabulares ou lenticulares. O autor ainda afirma que para otimizar a produção, é necessário um estudo individual do reservatório em questão; pois técnicas aplicadas a um reservatório podem não ser bem sucedidas em outro, mesmo que estejam localmente próximos; e ressalta que a complexidade desses reservatórios torna sua produção mais onerosa comparada à dos reservatórios convencionais, contudo, com a evolução tecnológica na área de engenharia do petróleo e no entendimento geológico a respeito das acumulações de hidrocarbonetos nesse tipo de reservatório, criou-se um ambiente apropriado para exploração e produção dessas novas reservas.

Masters (1979) criou o conceito de triângulo de recursos que compara reservatórios convencionais e não convencionais por meio da relação entre a distribuição volumétrica de hidrocarbonetos e características de permeabilidade do reservatório com as tecnologias e os custos necessários para a produção. O autor observa que nos reservatórios convencionais encontram-se menores volumes de hidrocarbonetos e aplicam-se menores investimentos e tecnologias, nos reservatórios de baixa permeabilidade há grandes volumes de hidrocarbonetos, que apresentam um desenvolvimento complexo, necessitando de grandes investimentos (Figura 26).

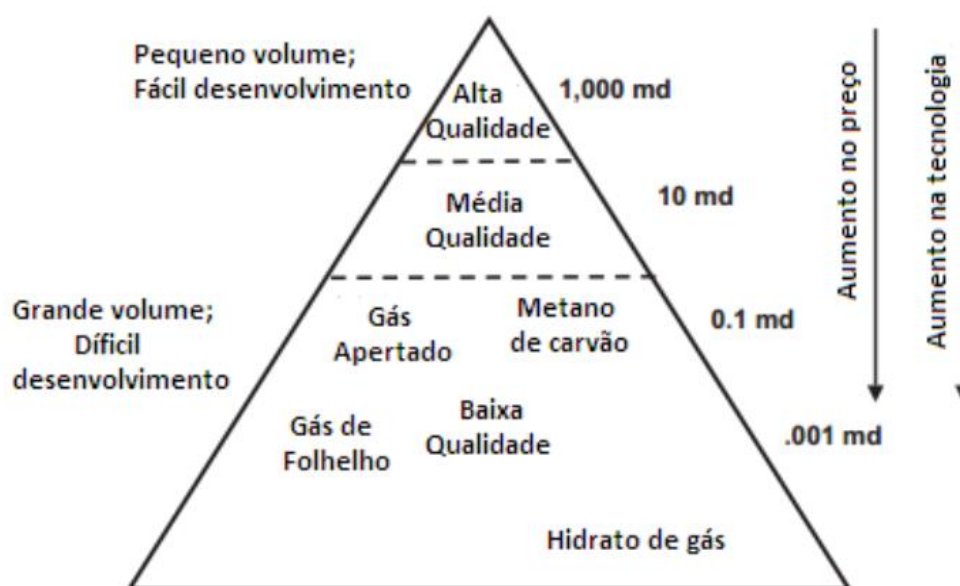


Figura 26 - Triângulo de recursos. Fonte: Holditch (2007).

9.1. TIPOS DE RESERVATÓRIOS DE BAIXA PERMEABILIDADE

Segundo Selley (2014) os reservatórios não convencionais são subdivididos em: Gás e Óleo em folhelhos, Gás e Óleo em arenitos de baixa permeabilidade, reservatórios de hidratos de metano, reservatórios de metano em leitos de carvão e reservatórios de folhelho pirobetuminoso.

9.1.1. Reservatórios de gás e óleo em folhelhos (*shale gas/oil*)

Segundo King (2012) os reservatórios de gás e óleo em folhelhos são reservatórios com elevada quantidade de matéria orgânica e valores extremos (muito baixos) de permeabilidade, variando entre 0, 000001 mD a 0, 0001 mD. Para Jarvie *et. al.* (2003), o reservatório de gás em folhelhos compreende um sistema petrolífero independente, no qual a rocha geradora no processo de maturação da matéria orgânica funciona como rocha que impede que o gás escape para outras formações.

Suárez (2012) afirma que devido aos valores extremos de permeabilidade, para a exploração e produção neste tipo de reservatório, são necessárias técnicas de estimulação como o fraturamento hidráulico e perfuração de poços direcionais para conseguir aumentar a permeabilidade da rocha, e assim obter o gás.

Segundo Jarvie *et al.*(op.cit), o reservatório de gás de folhelhos compreende um sistema petrolífero independente, em que a rocha geradora no processo de maturação da matéria orgânica funciona como rocha que impede que o gás escape para outras formações. Wang & Krupnick (2013) destacam que nos Estados Unidos, essa fonte é um dos principais contribuintes na produção energética, chegando a 23,1% da produção natural de gás no ano de 2010.

9.1.2. Reservatórios de gás e óleo em arenitos de baixa permeabilidade (*Tight Gas/Oil*)

Segundo Virgens (2011), geologicamente a rocha que forma o reservatório não convencional de areias compactas é o mesmo de um reservatório convencional, ou seja, os arenitos; porém, um arenito convencional, possui um meio poroso bem conectado, enquanto que o não convencional apresenta um meio poroso bastante irregular e pouco conectado.

Min *et al.* (1998) afirmam que essa diferença é resultado de uma combinação de fatores tais como sedimentos mal selecionados que apresentam alto teor de minerais de feldspatos, cristais de quartzo e de argila e níveis elevados de alterações diagenéticas; isto ocorre em função do aumento da profundidade de soterramento, ocasionando dissolução dos grãos, gerando cimento como produto, que reduz as conexões entre os poros.

9.1.3. Reservatórios de hidratos de gás

Segundo Virgens (2011) hidratos de gás são formados quando moléculas de água se solidificam em torno de moléculas de metano em uma estrutura cristalina com formato de gaiola; essa rede cristalina, formada por ligações de hidrogênio entre as moléculas de água, retém as moléculas de metano na estrutura através de ligações de Van Der Waals.

Segundo Oliveira (2014), os hidratos de gás são formados em baixas temperaturas e altas pressões na presença de gás metano e água livre e sua formação ocorre: em rochas sedimentares abaixo da camada permafrost no Ártico; também em depósitos sedimentares ao longo da margem continental; em sedimentos de água profunda; em lagos ou mares interiores e abaixo do gelo Antártico.

Segundo Virgens (2011) o potencial brasileiro para os Hidratos de gás ocorre nas bacias da Foz do Amazonas, do Espírito Santo, de Santos e Pelotas.

9.1.4. Reservatórios de metano em leitos de carvão

Segundo Virgens (2011), os reservatórios de Metano em Leitos de Carvão, ou da nomenclatura em inglês *Coalbed Methane* (CBM), correspondem a acumulações de gás metano provenientes de depósitos de carvão mineral e diferentemente do que acontece nos reservatórios convencionais onde os hidrocarbonetos são acumulados no espaço poroso, no reservatório de CBM as moléculas de metano são aprisionadas na superfície do carvão devido ao fenômeno de adsorção.

Segundo Loftin (2009) *apud* Oliveira (2014), as camadas de carvão armazenam de seis a sete vezes mais metano do que um reservatório convencional. Essa enorme capacidade de armazenamento acontece devido à adsorção do metano à superfície do carvão que promove

um aumento na densidade do fluido, o que ocasiona valores de hidrocarbonetos armazenados semelhante ao estado líquido equivalente.

9.1.5. Reservatórios de folhelhos pirobetuminosos – *Oil Shale*

Segundo Bartis *et al.* (2005), o termo folhelho pirobetuminoso refere-se a qualquer rocha sedimentar pelítica que contenha altos teores de querogênio, sendo o óleo produzido, quando tal rocha é aquecida durante o processo de beneficiamento. Os autores afirmam tratar-se de uma rocha rica em matéria orgânica, com baixo estágio de maturação térmica, que pode gerar óleo após mineração e retortagem (ou pirólise). No caso específico dos folhelhos pirobetuminosos, o calor e a pressão não foram suficientemente altos para formar o hidrocarboneto líquido ou gasoso, por essa razão, fala-se que esses reservatórios não estão maduros, pois ainda não ocorreu a formação de óleo ou gás como esperado.

Oliveira (2014) afirma que o folhelho pirobetuminoso pode ser extraído e processado para obtenção de óleo, entretanto, esse processo é mais oneroso que a extração em reservatórios convencionais. O folhelho pirobetuminoso é sólido e por essa razão não pode ser produzido diretamente do subsol; ele deve ser extraído e depois aquecido a uma temperatura elevada, por volta de 650 – 700 °F (Fahrenheit), até que ocorra a formação de líquido ou gás.

10. RESERVATÓRIOS NÃO CONVENCIONAIS NO BRASIL

No Brasil ocorrem importantes acumulações de hidrocarbonetos em reservatórios não convencionais. O Zoneamento Nacional dos Recursos de óleo e gás do ano de 2017, efetuado pelo Ministério de Minas e Energia em conjunto com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), mostra que as reservas não convencionais mapeadas no Brasil (Figura 27) são consideradas significativas e podem desenvolver o mercado de gás natural do país. De acordo com esta pesquisa são encontrados recursos não convencionais, por exemplo, nas Bacias do Amazonas, do Paraná, do Solimões e do Parnaíba.

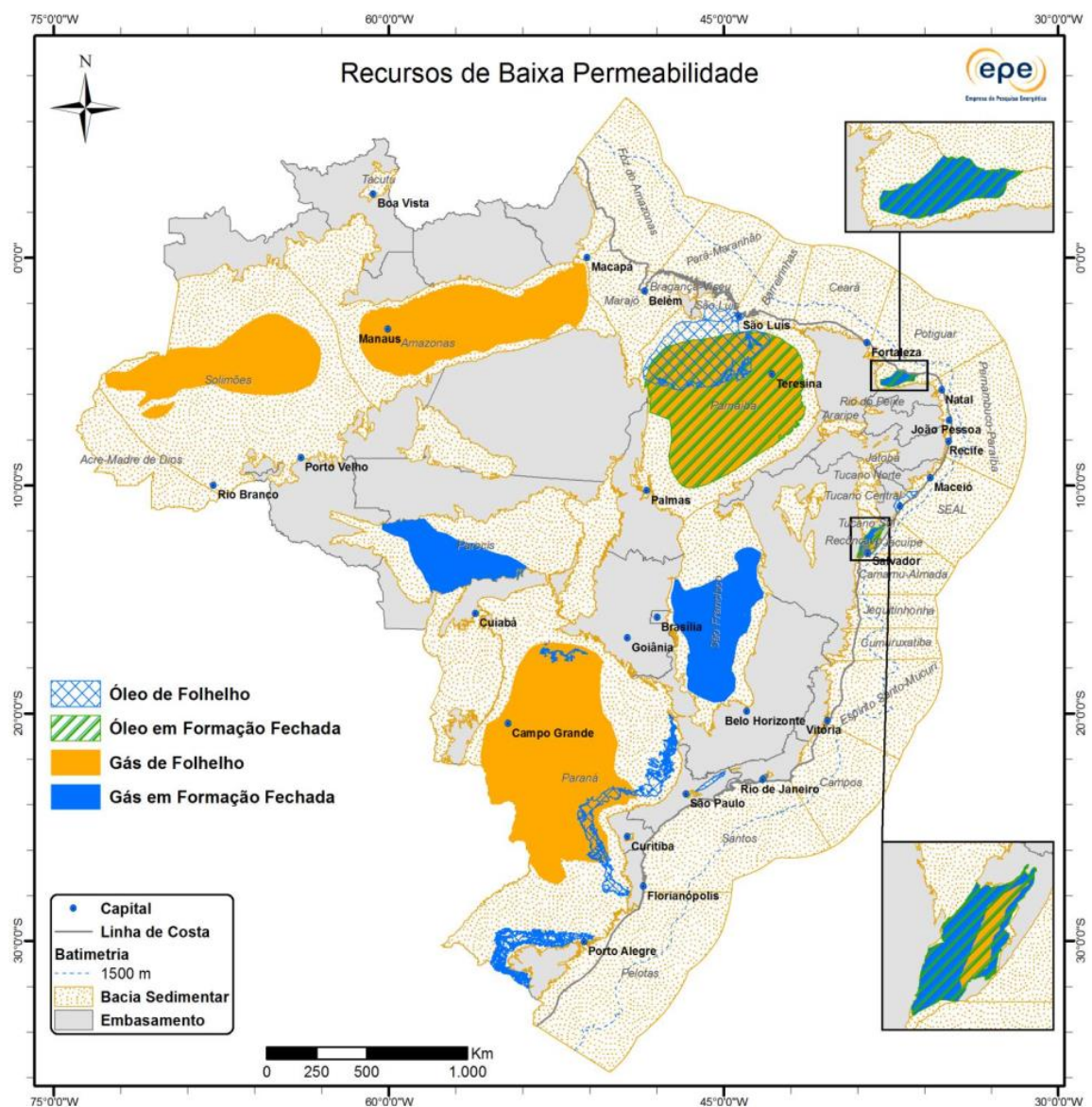


Figura 27 - Mapa de recursos de baixa permeabilidade nas bacias sedimentares Brasileiras. Fonte: EPE (2017).

10.1. RECURSOS NÃO CONVENCIONAIS NA BACIA DO AMAZONAS

De acordo com o Zoneamento Nacional dos Recursos de óleo e gás do ano de 2017, verifica-se a existência de recursos de gás de folhelho (*shale gas*) na Bacia do Amazonas, conforme especificado na Figura 28 e Tabela 2; avalia-se em 2.832 bilhões de m³ (100 Tcf) desse gás não convencional seja tecnicamente recuperável.

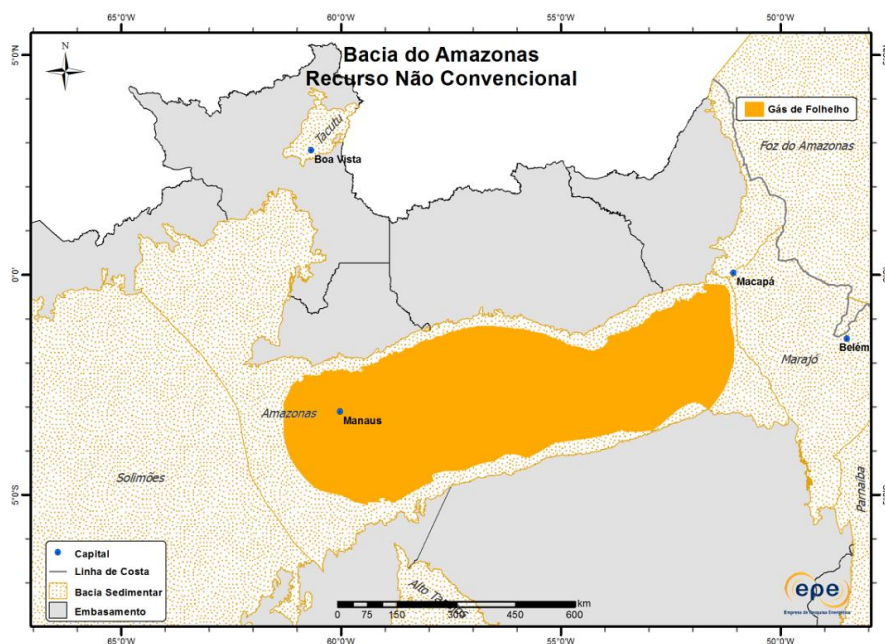


Figura 28 - Depósito de gás de folhelho da Bacia do Amazonas. Fonte: EPE (2017).

Tabela 2 - Dados do depósito de gás de folhelho da Bacia do Amazonas. Fonte: EPE (2017).

Bacia	Amazonas
Situação Geográfica	Terra
Unidade Litoestratigráfica	Formação Barreirinha
Unidade Cronoestratigráfica	Devoniano Superior
Litologia	Folhelho
COT (%)	4-6
Profundidade Média (m)	2.300
Espessura Máxima (m)	350
Área (Km ²)	338.412
Tecnologia para produção	Faturamento hidráulico

região abriga desde 1972, a Usina Protótipo do Irati, cujo funcionamento permitiu comprovar a viabilidade técnica do processo e início da produção propriamente dita em 1982. A mineração é realizada a céu aberto, envolvendo cerca de 2,6 milhões de toneladas de rocha por ano. Depois de minerado, o folhelho vai para um britador que reduz os fragmentos a tamanhos que variam de 6 a 70 milímetros. O material britado é conduzido a uma retorta, onde é pirolisado (cozido) a temperaturas de aproximadamente 500°C, liberando-se a matéria orgânica contida sob a forma de óleo e gás. A produção diária da usina de São Mateus do Sul foi, em 2011, de aproximadamente 4.500 barris (Coelho, op.cit.).

A ocorrência de gás em folhelhos na Bacia do Paraná apresenta-se nos folhelhos devonianos, na Formação Ponta Grossa, no centro-norte da bacia (Figura 31 e Tabela 5). Em 2013, a estimativa foi de cerca de 450 trilhões de pés cúbicos, sendo 80 trilhões de pés cúbicos recuperáveis (Coelho, op.cit.).

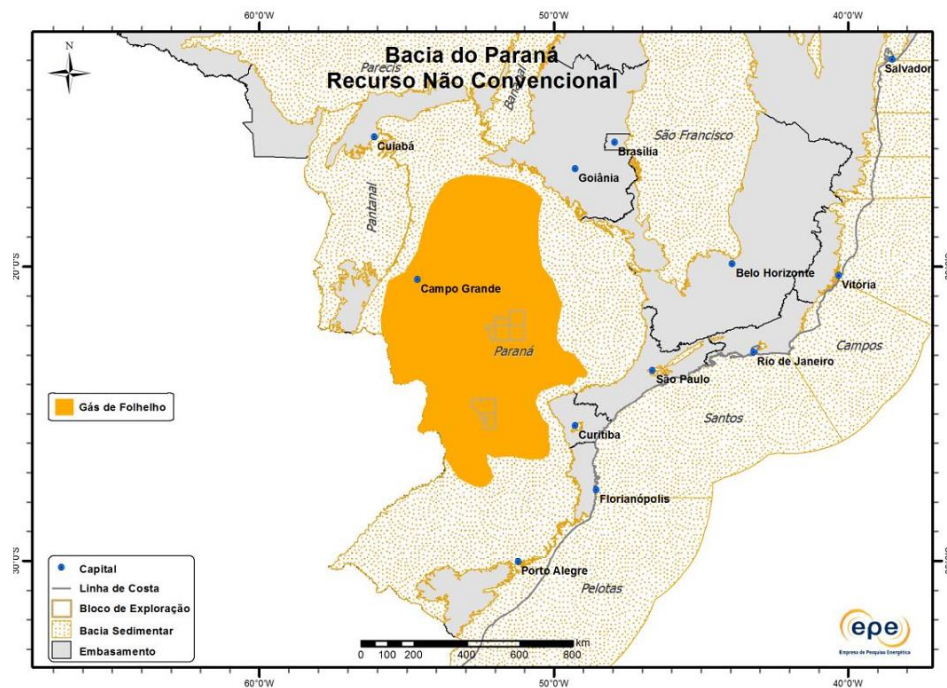


Figura 31 - Depósitos de gás de folhelho da Bacia do Paraná. Fonte: EPE (2017).

10.3. RECURSOS NÃO CONVENCIONAIS NA BACIA DO SOLIMÕES

Para a Bacia do Solimões, há indicação de ocorrência de gás de folhelho na Formação Jandiatuba (Figura 33 e Tabela 6). As estimativas de recursos são da ordem de e 7,1 bilhões de barris de óleo (Coelho, op.cit).

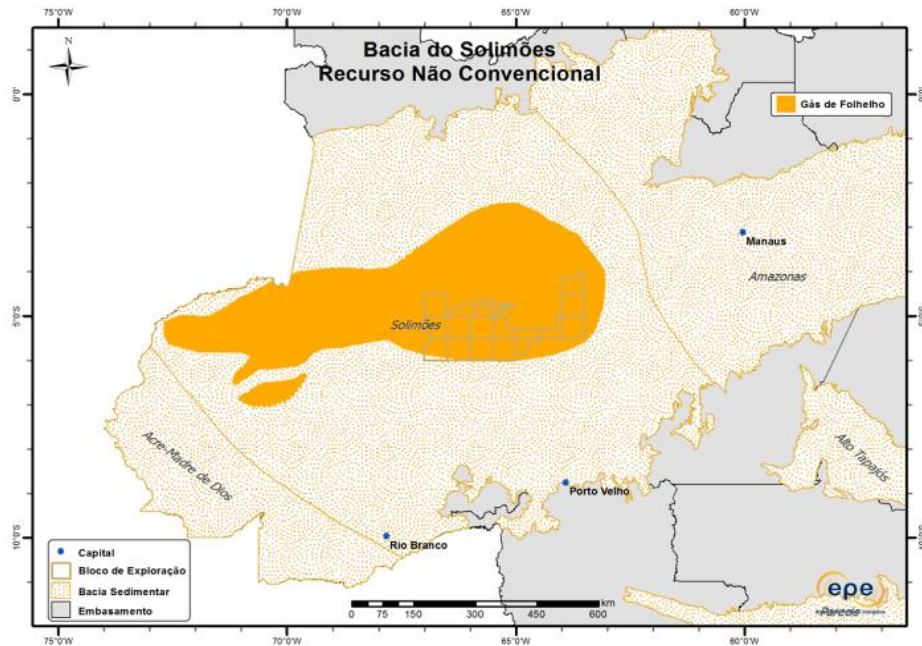


Figura 33 - Depósitos de gás de folhelho da Bacia do Solimões. Fonte: EPE (2017).

Tabela 6 - Dados do depósito de gás de folhelho da Bacia do Solimões. Fonte: EPE (2017).

Bacia	Solimões
Situação Geográfica	Terra
Unidade Litoestratigráfica	Formação Jandiatuba
Unidade Cronoestratigráfica	Devoniano Médio-Superior
Litologia	Folhelho
COT (%)	2-4
Profundidade Média (m)	3.200
Espessura Máxima (m)	50
Área (Km2)	269.325
Tecnologia para produção	Faturamento Hidráulico

Também foi considerada a possibilidade de óleo em formação fechada como um potencial recurso na Bacia do Parnaíba, associado à Formação Pimenteiras (Figura 35).

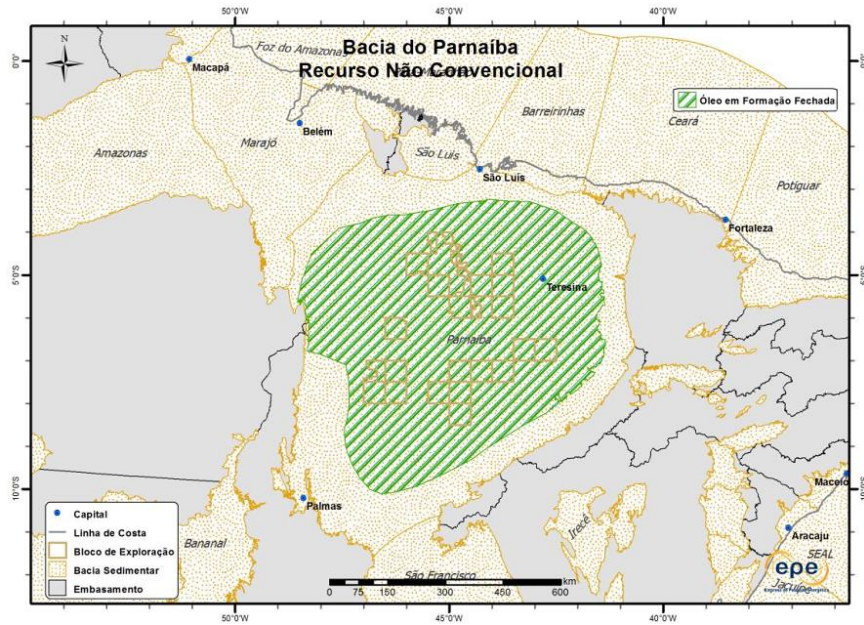


Figura 35 - Óleo em formação fechada da Bacia do Parnaíba. Fonte: EPE (2017).

Quanto ao gás de folhelho, estima-se que ocorra na Formação Pimenteiras, em uma área com aproximadamente 436.149 km², que ocupa toda a região central da bacia do Parnaíba (Figura 36 e Tabela 8).

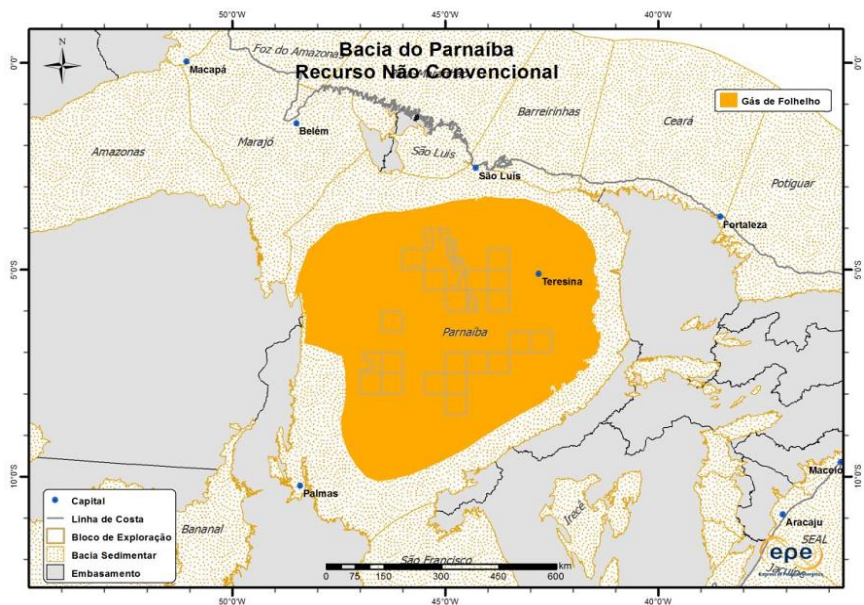


Figura 36 - Depósito de gás de folhelho da Bacia do Parnaíba. Fonte: EPE (2017).

Tabela 8 - Dados do depósito de gás de folhelho da Bacia do Parnaíba. Fonte: EPE (2017).

Bacia	Parnaíba
Situação Geográfica	Terra
Unidade Litoestratigráfica	Formação Pimenteiras
Unidade Cronoestratigráfica	Devoniano
Litologia	Folhelho
COT (%)	2-3
Profundidade Média (m)	?
Espessura Máxima (m)	400
Área (Km ²)	436.149
Tecnologia para produção	Faturamento Hidráulico

11. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Um reservatório de hidrocarbonetos faz parte de um Sistema Petrolífero que é um conceito mais amplo e que abrange todos os elementos e processos geológicos que são necessários às acumulações de óleo e gás. Os elementos que formam o Sistema Petrolífero tais como bacia sedimentar, rochas geradoras, rochas reservatório, carreadora, sobrecarga, selo e os processos envolvidos como geração, migração, acumulação, preservação e formação de trapas, devem ocorrer em sincronismo no tempo e no espaço. A falta de um desses fatores inviabiliza a possível existência de um reservatório de hidrocarbonetos (líquidos e/ou gasosos) que pode ser explorado economicamente em uma bacia sedimentar.

Dentre as propriedades petrofísicas mais importantes dos reservatórios de hidrocarbonetos estão certamente a porosidade e permeabilidade, tão afetadas pelos processos diagenéticos.

A redução da porosidade primária seja ela por compactação e/ou cimentação, tem influência marcante na qualidade das rochas-reservatório. No decorrer da diagênese, a porosidade secundária desenvolve-se por fraturamento, contração ou por dissolução dos constituintes detríticos ou carbonáticos que formam a rocha; esse efeito também ocorre sobre os cimentos intergranulares e minerais autigênicos, posteriormente formados.

A cimentação e a compactação exerceram papéis importantes na redução do espaço intergranular ou interpartícula; os produtos desses efeitos atuam como desvios ou barreiras diagenéticas ao fluxo de fluidos, diminuindo a porosidade e a permeabilidade dos possíveis reservatórios. Tais circunstâncias são geradoras de heterogeneidades no reservatório. As heterogeneidades geradas na diagênese afetaram a qualidade das petrofácies do reservatório em estudo implicando na inviabilidade de sua produção.

A dissolução de grãos ou partículas é o principal processo de geração de porosidade secundária intragranular, móldica e vugular nas rochas sedimentares, porém, a substituição de alguns minerais por outros durante os processos diagenéticos, preenche parte dessa porosidade.

A caracterização de reservatórios é de fundamental importância para a implantação de um projeto de exploração e produção de uma jazida de óleo e/ou gás. Os modelos de estudo (inclusive simulações 3D) das propriedades petrofísicas permitem um melhor entendimento das heterogeneidades do reservatório com a possibilidade de realizar uma distribuição quantitativa e qualitativa do campo.

O processo de caracterização de reservatórios envolve a integração de uma enorme quantidade de dados que são reunidos durante os processos de prospecção e pesquisa petrolífera, como levantamentos sísmicos, perfis geofísicos e pesquisa de amostras geológicas, estimativas estatísticas, criação de modelos matemáticos e computacionais e etc...

Através do que foi exposto no trabalho, em relação ao Brasil, observam-se excelentes possibilidades da existência de reservatórios de hidrocarbonetos convencionais e não convencionais com a perspectiva de enormes jazidas que podem ser exploradas economicamente, face à crise atual do setor petrolífero.

Algumas mudanças regulatórias já foram realizadas visando mudar a percepção dos investidores no âmbito da indústria petrolífera. As mudanças já ocorridas foram: o fim da regra de operadora única no pré-sal; a retomada dos leilões de blocos a partir de 2017; a aprovação de novas regras de conteúdo local, mais favoráveis, ao setor petrolífero para os leilões programados; e perspectiva de novas discussões no âmbito do PEDEFOR (Programa de Estímulo à Competitividade da Cadeia Produtiva, ao Desenvolvimento e ao Aprimoramento de Fornecedores do Setor de Petróleo e Gás Natural); e elaboração de novo arcabouço regulatório para o setor de gás natural visando implementar um mercado competitivo (programa “Gás para Crescer”).

As transformações proporcionadas pelo setor de óleo e gás em uma economia são inegáveis do ponto de vista de geração de emprego e renda. E essas transformações tem um efeito multiplicador que alcança várias indústrias e outras economias relacionadas.

REFERÊNCIAS

- Archie G. E. 1950. Introduction to petrophysics of reservoir rocks. *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.* **34** (5): 943-961.
- Ahmed T. 2000. *Reservoir engineering handbook*. 2nd ed. Texas, Gulf Professional Publishing.
- Al-Ramadan K., Morad S., Proust J. N., Al-Aasm I. S. 2005. Distribution of diagenetic alterations within the sequence stratigraphic framework of shoreface siliciclastic deposits: evidence from Jurassic deposits of ne France. *Journal of Sedimentary Research*, **75**: 943–959.
- Alves J., Coelho L. C., Baud P., Guevara Jr. Nestor Oscar, Wong T.-F. 2007. Constitutive modeling of porous carbonate rock on wellbore stability analysis. *In: 28º Congresso Ibero-Latino-Americano sobre Métodos Computacionais em Engenharia - CILAMCE, Porto. Anais....*
- Alves J. L. A., Coelho, L. C., Baud P., Guevara JR. Nestor Oscar, Wong T.-F. 2007. Estabilidade de poços em rochas carbonáticas. *In: 4º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- PDPETRO, Campinas, SP. Anais...*
- Arh W. M. 2008. *Geology of carbonate reservoirs*. New Yersy, John Wiley &sons, Inc., ISBN 1-277.
- Ariely Luparelli Rigueti. 2015. *Caracterização de microfácies carbonáticas do membro maruim, formação Riachuelo, Albiano da Bacia de Sergipe-Alagoas*. Trabalho Final de Curso, Geologia, Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, xix, 119 p.
- Agência Nacional do Petróleo - ANP. 2017. *Relatório do Seminário Sobre Aumento do Fator de Recuperação no Brasil. Gás Natural e Biocombustíveis*. Rio de Janeiro.
- Araújo B. D. 2015. Bacia do Parnaíba. *In:14º Rodada de Licitações de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural*. Rio de Janeiro, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 2017.
- Botset H.G. 1931. The measurement of permeability of porous aluminum discs of water and oils. *Rev.Sci. Instrum.***2**, p. 84-95.
- Bertani R.T., Costa I.G., Matos R.M.D. 1990. Evolução tectono-sedimentar, estilo estrutural e hábitat do petróleo na Bacia Potiguar. *In: Raja Gabaglia G.P., Milani E.J. (coord.). Origem e evolução de bacias sedimentares*. Rio de Janeiro, Petrobras. SEREC.CENSUD, p. 291-310.
- Barwis J.H., Mcpherson J.G., Studlick J.R.J. 1990. Sandstone petroleum reservoirs. New York, USA, Springer-Verlag Ed., 583p.
- Brandão J. A. S. L. & Feijó F. J. 1994. Bacia da Foz do Amazonas. *Boletim de Geociências*

da Petrobras, Rio de Janeiro, **8** (1) : 91-99, jan./ mar.

Burley S.D., Kantorwicz J.D., Waugh B. 1985. Clastic diagenesis. *In*: Brenchley P.J. & Williams B.P.J. (eds.). *Sedimentology: recent developments and applied aspects*. London, Geological Society Special Publications.

Bonetti C., Bonetti Filho J., Barcelos R. L. 2007. Caracterização sedimentar e geoquímica de sistemas costeiros com ênfase na avaliação da influência de sítios de cultivo de moluscos. *In* Barroso G. F., Poersh L. H. S, Cavalli R.O. (org.). *Sistemas de cultivos aquícolas costeiros no Brasil: recursos, tecnologias e aspectos ambientais e sócio-econômicos*. Rio de Janeiro, Editora do Museu Nacional. chapter: 15, p.139-149. (Série Livros, 26).

Bartis J.T., LaTourrette T., Dixon L., Peterson D.J., Cecchine G. 2005. *Oil shale development in the united states prospects and policy issues*. EUA, RAND Corporation.

Branets, L.V.; Ghai, S.S.; Lyons, S.L.; Wu, X.H. Challenges and Technologies in Reservoir Modeling. *Communications in Computational Physics*, v. 6, n. 1, p. 1-23, 2008.

Baptista José Pedro Mesquita Martins dos Santos. 2011. *Caracterização de formações da Bacia Lusitania (zona emersa) para a produção de gás natural (não)*. MS Dissertation, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Geológica e de Minas, Universidade Técnica de Lisboa.

Batista, C., M., A. 2015. BACIA POTIGUAR. 15ª Rodada de Licitações de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Rio de Janeiro 07 de outubro de 2017.

Conley, C.D. 1971. Stratigraphy and lithofacies of lower paleocene rocks, Sirte basin, Libya. *In*: Gray C. (ed.). *Symposium on the geology of Libya*. University of Libya, Tripoli.

Curtis C.D. 1977. Sedimentary geochemistry: environments and processes dominated by involvement of an aqueous phase. *Philosophical Transactions of the Royal Society*, **286**: 272-353.

Choquette P.W., Pray L.C. 1970. Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. *Am. Assoc. Pet. Geol. Bull.*, **54**(2): 207-250.

Chambers R.L., Yarus J.M., Hird K. B. 2000. Petroleum geoestatics for nongeostatisticians – Part I. *The Leading Edge*, **19** (5): 474-479.

Costa C. Z. 2012. *Sedimentologia e petrologia dos depósitos turbidíticos do cretáceo superior da área do campo de peregrino, bacia de Campos*, RJ. Trabalho de Conclusão do Curso de Geologia do Instituto de Geociências da Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Coelho J. M. F. 2017. Segundo o zoneamento nacional dos recursos de óleo e gás do ano de 2017. Rio de Janeiro, Ministerio de Minas e Energia MME- Empresa de Pesquisa Energética-EPE.

De Ros L.F. 1996. Compositional controls on sandstone diagenesis: comprehensive summaries of Uppsala Dissertations from the Faculty of Science and Technology, **198**: 1-24.

Milani E. J., Brandão J. A. S. L., Zalán P. V. & Gamboa L. A. P. 2001. Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração resultados e perspectivas. *Brazilian Journal of Geophysics*, Vol. 18(3).

Folk, R. L., 1965. Petrology of sedimentary rocks. Hemphill. Co., 1980. 185p.

Fischer, A.G., 1964. *The lofer cyclothems of the alpine triassic*. Kans. Univ. Geol. Surv. Bull. 169, 107e150.

Ferreira A., Rigueti A., Bastos G. 2015. Bacia do amazonas. 13ª Rodada de Licitações de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Rio de Janeiro.

Geehan G.W., Pearce A.J. 1994. Geological reservoir heterogeneity databases and their application to integrated reservoir description. *In*: Aason, J. (ed.), North Sea Oil and Gas Reservoirs III. Trondheim, Norwegian Petroleum Institute, Levorsen A.I. 1967. *The Geology of Petroleum*. Oxford, Freeman.

Galloway C., Hobday D. W. K. 1996. *Terrigenous Clastic Depositional Systems*. Springer.

Gonzaga F. G., Gonçalves F. T. T., Coutinho L. F. C. 2000. Petroleum Geology of the Amazon Basin, Brazil: modeling of hydrocarbon generation and migration. *In*: Melo M. R. and Katz B. J.(Ed.). *Petroleum Systems of South Atlantic Margins*. AAPG Memoir **73**, p. 159 - 178.

Holditch S. A. 2007. Hydraulic Fracturing. Capítulo 8 do livro *Petroleum Engineering Handbook vol IV*. SPE.

Journel, A.G. Geostatistics for Reservoir Characterization. *In*: SPE Annual technical conference and exhibition, New Orleans. *Resumos...* New Orleans: Society of Petroleum Engineers (SPE), 1990. p. 353-359.

Jarvie, D. M., et al, .Evaluation of unconventional natural gas prospects: The Barnett Shale fractured shale gas model: Poster presented at the 21st International Meeting on Organic Geochemistry, Krakow, Poland. 2003.

King G.E. 2012, *Hydraulic Fracturing 101: What Every Representative, Environmentalist, Regulator, Reporter, Investor, University Researcher, Neighbor and Engineer Should Know About Estimating Frac Risk and Improving Frac Performance in Unconventional Gas and Oil Wells*. SPE.

Loftin P. 2009 *Tips and Tricks for Finding, Developing and Operating a Coalbed Methane Field*. Anais do 24th World Gas Conference, Buenos Aires.

Lyons W. C. 1996. Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering. USA: Gulf Professional Publishing Company. Houston, Texas.

Masters, J.A. - Deep basin gas trap, Western Canada. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v 63, p 152-181. 1979.

Morad S., Ketzer J. M., De Ros L. F. 2012. Linking diagenesis to sequence stratigraphy: an integrated tool for understanding and predicting reservoir quality distribution. In: Moras, S.; Ketzer, J. M.; De Ros, L. F. Linking Diagenesis to Sequence Stratigraphy. IAS Special Publication 45. Chichester, UK: International Association of Sedimentologists. Wiley-Blackwell, p.1-36.

Muskat M. 1937. Flow of Homogenous Fluids through Porous Media. New York, McGraw-Hill.

Muskat M.; Botset H.G. 1931. Flow of gas through porous materials. *Physics* 1, p. 27–47.

Murray R.C., 1960. Origin of porosity in carbonate rocks. *J. Sedimentary. Petrology.* 30, 59e84.

Min *et. al.* 1998. Research and practice of low permeability oil and gas fields. Petroleum Industry Press. Beijing.

Maucec M., Yarus J.M., Chambers R.L. 2011 Next Generation Geological Modeling for Hydrocarbon Reservoir Characterization. In: DongMei Chen (Ed.). *Advances in Data, Methods, Models and Their Applications in Geoscience.* 1 ed. Intech. p. 215-240.

Oliveira V. A. A. 2014. Caracterização de Reservatórios Não Convencionais. Trabalho Final de Graduação, UFF. Graduação em Geofísica. Niterói - RJ, Brasil. Petróleo brasileiro S.A.

Posamentier H. W; Allen G. P. 1999, Siliciclastic sequence stratigraphy concepts and applications: SEPM, n. 7, 216p.

Rossi C., Marfil R., Ramseyer K., Permanyer A. 2001. Facies-related diagenesis and multi-phase siderite cementation and dissolution in the reservoir sandstones of the khatatba formation, gypt's western desert. *Journal of Sedimentary Research*, 71:459-472.

Robinson R.B. 1966. Classification of reservoir rocks by surface texture. *AAPG Bull.* 50 : 547–559.

Scheiddegger A.E. 1960. *The physics of flow through porous media.* Nova York, Macmillan.

Selley R. C. 1998. *Elements of petroleum geology.* Third edition. Elsevier. 490p.

Suguio K. 2003. *Geologia sedimentar.* São Paulo, editora Edgard Blücher Ltda. 400p.

Slatt R.M. 2006. *Stratigraphic reservoir characterization for petroleum geologists, geophysicists and engineers.* [Norman, USA], Elsevier.

Sansone E. C. 2001. *Porosidade das rochas*. São Paulo, USP (Apostila digital).

Selley R. C. & Sonnenberg S.C. 2014. *Elements of petroleum geology*. Third edition. [S.l.], Elsevier, 526p.

Sousa F. J. Vidal., H. W. F. 2005. Rochas carbonáticas. Rio de Janeiro.

Schmid S., Worden R.H., Fisher Q.J. 2004. Diagenesis and reservoir quality of the Sherwood Sandstone (Triassic), Corrib Field, Slyne Basin, west of Ireland. *Marine and Petroleum Geology* (21):299-315.

Schlumberger. Carbonate Reservoirs: Meeting unique challenges to maximize recovery. 2007. disponível em: www.slb.com/carbonates. Acessado em : 10/02/2019.

Suárez, A.A. 2012. The Expansion of unconventional Production of Natural Gas (Tight Gas, Gas Shale and Coal Bed Methane), Advances in Natural Gas Technology, Dr. Hamid Al-Megren(Ed.), ISBN: 978-953-51-0507-7, InTech,

Tebbutt G.E., Conley C.D., Boyd D.W. 1965. *Lithogenesis of a distinctive carbonate fabric*. Contrib. Geol. **4** (1), 1e13.

Tissot B. P. & Welte D. H. 1984. *Petroleum formation and occurrence. Second revised and enlarged edition*. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York, Tokyo, p. 699.

Tiab D. & Donaldson E. C. 2004. *Petrophysics - theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*. 2nd ed. New York, USA, Elsevier.

Tucker M.E. 2004. *Sedimentary petrology: an introduction to the origin of sedimentary rocks*. [S.l.], Blackwell Publishing.

Terra G.J.S., Spadini A.R., França A.B., Sombra C.L., Zambonato E.E., Juschaks L.C. da S., Arienti L.M., Erthal M.M., Blauth M., Franco M.P., Matsuda N.S., Silva N.G.C., Moretti Junior P.A., D'Avila R.S.F., Souza R.S., Tonietto S.N., Anjos S.M.C., Campinho V.S., Winter W.R. 2010. Classificação de rochas carbonáticas aplicável às bacias sedimentares brasileiras. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, **18**(1):9-29.

Tonietto S. N. 2010. *Diagênese e hidrotermalismo em rochas carbonáticas proterozóicas: grupos bambuí e vazante, bacia do São Francisco*. MS Dissertation, Instituto de Geociências, Brasília – DF. **xxvii**, 167p.

Virgens G. B. 2011. *Revisão bibliográfica dos folhelhos com gás da Formação Barnett, Texas, EUA: um exemplo de reservatório não convencional*. Trabalho Final de Graduação, UFBA, Graduação em Geologia, Salvador - BA, Brasil.

Vaz P. T., Rezende N. G. A. M., Wanderley F. J. R., Travassos W. A. S. 2007. Bacia do Parnaíba. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, **15**(2): 253-263.

Vasconcellos R. V. A. 2013. Bacia da foz do rio Amazonas. *In*: 11ª Rodada de Licitações de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural. Rio de Janeiro, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Vidal A. C., Dilly B. L. G., Basilici G. 2018. Programa computacional para análise de imagens de sistema poroso de rochas sedimentares. *Terrae Ditat*. Campinas –SP, **15**: 1-6.

Wang Z. & Krupnick A. 2013. US shale gas development. Disponível em: <https://media.rff.org/documents/RFF-IB-13-04.pdf>. Acesso em: 12 de março de 2019.

Wardlaw N.C. 1976. Pore geometry of carbonate rocks as revealed by pore casts and capillary pressure. *AAPG Bull.*, **60**: 245- 257.

Yeten B. & Gumrah F. 2000. The use of fractal geostatistics and artificial neural networks for carbonate reservoir characterization. *Transport in Porous Media*, Dordrecht, **41** (2): 173-195.