

LUIZA FERNANDES DE CARVALHO PONS

**METODOLOGIA INTEGRADA PARA CARACTERIZAÇÃO DE
RESERVATÓRIOS CARBONÁTICOS**

SÃO PAULO

2007

LUIZA FERNANDES DE CARVALHO PONS

**METODOLOGIA INTEGRADA PARA CARACTERIZAÇÃO DE
RESERVATÓRIOS CARBONÁTICOS**

Trabalho de Formatura apresentado à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo para
obtenção do título de Engenheiro.

Área de Concentração:
Engenharia de Petróleo

Orientador:
Profa. Dra. Ana Carolina Chieregati

SÃO PAULO

2007

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, Francisco e Nadir, por todo o apoio e incentivo durante o meu desenvolvimento. Ao meu namorado Marcelo, pelo carinho e companheirismo ao longo dos últimos anos.

À minha orientadora, Profa. Dra. Ana Carolina Chierigati, pela ajuda e estímulo não apenas durante a realização do trabalho de formatura, como também durante os anos de curso.

Aos geólogos Anderson Luiz Pimentel, da PETROBRAS, e Prof. Dr. André Oliveira Sawakuchi, do Instituto de Geociências da USP, pelas explicações e indicações de bibliografia.

Por fim, a todos os professores e alunos do Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo da Escola Politécnica da USP, pela amizade e dedicação nesta caminhada.

RESUMO

As rochas carbonáticas contêm os maiores reservatórios de petróleo do mundo, sendo responsáveis por mais da metade das reservas mundiais de óleo. Os campos gigantes da Ásia, em especial, encontram-se neste tipo de rocha. No Brasil, por outro lado, o interesse na exploração de petróleo em reservatórios carbonáticos é recente, visto que a maior parte de suas reservas está localizada em arenitos.

Este trabalho tem como objetivo a caracterização dos reservatórios carbonáticos, a partir de um estudo sobre o cenário atual da exploração de petróleo em reservatórios carbonáticos no Brasil e no mundo. Em vista das recentes descobertas de regiões com grande potencial de exploração, mais especificamente na Bacia de Santos, o presente estudo visa evidenciar a importância do conhecimento deste tipo de reservatório no Brasil.

Durante o projeto de uma campanha de exploração de petróleo em reservatórios carbonáticos é de essencial importância a análise da geologia desses reservatórios. Esta análise foi subdividida neste trabalho em duas partes: a primeira, explicando como se dá a classificação das rochas carbonáticas; e a segunda, fazendo um comparativo entre as rochas carbonáticas e as rochas siliciclásticas, no que diz respeito à composição, à diagênese, à dissolução e à porosidade destes dois tipos de rocha sedimentar.

Os estudos de caso apresentados, referentes aos reservatórios carbonáticos localizados na Índia e no Oriente Médio, foram desenvolvidos em paralelo, com o intuito de formular uma metodologia integrada que seja aplicável à avaliação tanto de reservatórios carbonáticos quanto de reservatórios siliciclásticos.

Palavras chave – Reservatórios carbonáticos, exploração de petróleo, avaliação de formações.

ABSTRACT

Carbonate rocks contain the world's biggest petroleum reservoirs, being responsible for more than half of the world's oil reserves. Giant fields in Asia, particularly, can be found in this kind of rock. In Brazil, on the other hand, the interest on petroleum exploration from carbonate reservoirs is recent, since most reserves are located in sandstones.

This work intends to characterize carbonate reservoirs, based on modern studies about petroleum exploration in carbonate reservoirs around the world. Considering the recent discoveries of carbonate rocks with huge potential for exploration, specially at Brazilian Santos Basin, the present study aims to evidence the importance of understanding this kind of reservoir in Brazil.

During the project of a petroleum exploration's campaign in carbonate reservoirs it is essential to analyze its geology. This work subdivides such analysis into two parts: the first, explaining how to classify carbonate rocks; and the second, comparing carbonate and siliciclastic rocks, regarding to composition, diagenesis, dissolution and porosity of both kinds of sedimentary rock.

The case studies presented, referring to carbonate reservoirs located in India and Middle East, were conjunctly developed, intending to formulate an integrated methodology that is applicable to both carbonate and siliciclastic reservoirs.

Keywords – Carbonate reservoirs, petroleum exploration, formation evaluation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Seção geológica do Campo de Caravela, Bacia de Santos.....	12
Figura 2 - Blocos a serem leiloados na 9ª Rodada de Licitações para Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural.....	12
Figura 3 - Destaque para os carbonatos da Formação Guaratiba, do Barremiano/Eoaptiano.....	13
Figura 4 - À esquerda: Esquema da disposição das fácies litológicas acima da Formação Guaratiba.....	14
Figura 5 - Classificação das rochas carbonáticas.....	16
Figura 6 - Distribuição das rochas carbonáticas no mundo.....	18
Figura 7 - Incerteza no conteúdo de argila.....	22
Figura 8 - Espectrômetro de Captura Elementar.....	23
Figura 9 - Dados obtidos pelo ECS para mineralogia precisa.....	23
Figura 10 - Distribuição dos micro, meso e macroporos.....	24
Figura 11 - Amostras de Bombay High contendo micro, meso e macroporos.....	25
Figura 12 - Análise de tamanho de poro pelo DDIF, distribuição T2 e injeção de mercúrio.....	26
Figura 13 - Ferramenta de geração de Imagens Micro-elétricas de Cobertura Total FMI.....	27
Figura 14 - Comparação entre o perfil da formação e os dados de testemunho para identificação das zonas de alta permeabilidade.....	28

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
AAPG	<i>American Association of Petroleum Geologists</i>
CMR	<i>Combinable Magnetic Resonance</i>
DDIF	Decaimento devido à Difusão no Campo Interno
ECS	Espectrômetro de Captura Elementar
FMI	Ferramenta de geração de Imagens Micro-elétricas de Cobertura Total
FT-IR	Transformadas de Fourier dos espectros Infra-Vermelhos
ONGC	<i>Oil & Natural Gas Corporation</i>
RMN	Ressonância Magnética Nuclear
SDR	<i>Schlumberger Doll Research</i>
SEPM	<i>Society for Sedimentary Geology</i>
USP	Universidade de São Paulo

Sumário

1. Introdução e Objetivos	9
1.1. Introdução	9
1.2. Objetivos	9
2. Cenário Brasileiro da Exploração de Petróleo a partir de Reservatórios Carbonáticos.....	11
2.1. Bacia de Santos	11
2.1.1. Campo de Caravela	11
2.2. Descobertas Recentes.....	12
3. Geologia dos Reservatórios Carbonáticos	15
3.1. Classificação de Rochas Carbonáticas	15
3.1.1. Classificação de Folk	15
3.1.2. Classificação de Dunham.....	16
3.2. Comparação entre Rochas Siliciclásticas e Rochas Carbonáticas	17
3.2.1. Composição das Rochas	17
3.2.2. Diagênese	18
3.2.3. Dissolução e Porosidade	19
4. Estudo de Caso em Reservatórios Carbonáticos.....	20
4.1. Estudo do Campo de Bombay High.....	20
4.2. Estudo do Campo do Oriente Médio	21
4.3. Discussões.....	29
5. Conclusões	31
7. Referências Bibliográficas	32

1. Introdução e Objetivos

1.1. Introdução

Os reservatórios carbonáticos contêm cerca de 60% das reservas de óleo do mundo e podem estar também associados a reservas adicionais de gás. Na Arábia Saudita, maior produtor do mundo, metade da produção diária de petróleo provém do super-gigante Ghawar, campo do qual são extraídos cinco milhões de barris de petróleo por dia, a partir dos reservatórios carbonáticos jurássicos Arab D, que apresentam altas porosidades e permeabilidades (DURHAM, 2005).

No México, o principal campo petrolífero é o Cantarell, também um super-gigante que produz aproximadamente um milhão e quinhentos mil barris diários, a partir de brechas calcárias e dolomitas do Cretáceo Superior (MITRA et al., 2005). Os reservatórios apresentam porosidades de 8 a 13% e permeabilidades médias da ordem de centenas de mD, com importante influência de fraturas.

Entre outros grandes produtores em reservatórios carbonáticos, estão os campos gigantes Asmari, do Oligo-Mioceno no Irã, compostos por calcários de plataforma rasa. O Campo de Gachsaran possui uma coluna vertical de hidrocarbonetos de dois mil metros, com reservas de oito bilhões e quinhentos milhões de barris.

No Campo de Agha Jarí, também no Irã, a produção diária alcançou um milhão de barris diários, com alguns poços produzindo oitenta mil barris de óleo por dia (HULL; WARMAN, 1970). As porosidades e as permeabilidades são relativamente baixas, porém as produções são altas em função da presença das fraturas.

Portanto, rochas carbonáticas constituem os reservatórios dos maiores campos petrolíferos do mundo, abrangendo uma variada gama de fácies deposicionais e um complexo meio poroso.

1.2. Objetivos

No Brasil, a maior parte das reservas de petróleo encontra-se em rochas siliciclásticas, ou arenitos, o que justifica o fato de que, historicamente, o país tenha investido em pesquisas e desenvolvimento de tecnologias para a exploração do petróleo contido particularmente nesse tipo de rocha, deixando para segundo plano os reservatórios carbonáticos, de características geológicas e tecnológicas mais complexas.

Entretanto, com a recente descoberta de importantes reservatórios carbonáticos na Bacia de Santos, torna-se imprescindível o investimento em pesquisas visando o entendimento e a caracterização desse tipo particular de reservatório.

Este trabalho apresenta o panorama nacional e uma pesquisa detalhada dos aspectos geológicos e tecnológicos dos reservatórios carbonáticos, incluindo estudos de caso de dois campos no Oriente, com dificuldades de avaliação análogas às encontradas nos carbonatos brasileiros. O presente estudo permitirá que pesquisadores da área melhor compreendam este importante tipo de reservatório e possam desenvolver novas técnicas de produção de petróleo e gás a partir de reservatórios carbonáticos.

2. Cenário Brasileiro da Exploração de Petróleo a partir de Reservatórios Carbonáticos

A exploração de petróleo em reservatórios carbonáticos no Brasil não é novidade. A exploração brasileira teve início efetivamente em 1971, com a perfuração de poços exploratórios, pela Petrobras, na Bacia de Campos. Porém, a primeira descoberta comercial de petróleo ocorreu em 1974, pelo poço 1-RJS-9, em reservatórios carbonáticos do Albiano Inferior do Campo de Garoupa, na Bacia de Campos (RANGEL, 1994).

A redescoberta dos carbonatos nas bacias marítimas brasileiras proporcionou as recentes descobertas gigantes de gás e óleo leve na Bacia de Santos. Embora a Bacia de Santos seja de elevado potencial, ainda apresenta áreas pouco exploradas, com pequeno número de poços pioneiros (média de 1 poço a cada 1.600 km²).

2.1. Bacia de Santos

A Bacia de Santos é uma bacia de margem passiva gerada durante o processo de ruptura do continente *Gondwana*. Os primeiros levantamentos geofísicos datam de 1968 e em 1970 foi perfurado seu primeiro poço. Até hoje foram descobertos seis campos na Bacia, dos quais cinco em reservatórios carbonáticos albianos e um em rochas siliciclásticas do neocretáceo (BIZZI et al., 2003).

São reconhecidas três fases evolutivas principais para a bacia: rifte, transicional e margem passiva. A fase rifte, que perdurou até o início do Aptiano, é composta por folhelhos, carbonatos e depósitos grossos associados a leques aluviais. Separada da fase rifte pela discordância pré-Alagoas, a fase de transição é composta por uma espessa seção de rochas evaporíticas, depositadas durante o Aptiano em um ambiente marinho restrito, com contribuição de depósitos de *sabkha*¹. Sobre os evaporitos da fase de transição instalou-se, durante o Albiano Inferior, uma ampla plataforma carbonática, bordejada por sistemas de leques aluviais, iniciando a fase de margem passiva na bacia que perdura até hoje (MIO; CHANG; CORRÊA, 2005).

2.1.1. Campo de Caravela

O Campo de Caravela situa-se na porção sul da Bacia de Santos, em lâmina d'água de 195 metros. A acumulação ocorre em ampla feição dômica, cortada por falhamentos, estruturando a seção de carbonatos albianos da Formação Guarujá, que constituem os reservatórios do campo. Ao tempo da descoberta, a reserva de óleo e condensado foi estimada em 109 milhões de barris, e a de gás natural em 2,5 bilhões de metros cúbicos.

Os reservatórios eo-mesoalbianos em Caravela, correspondentes à Formação Guarujá Inferior, caracterizam-se por importante compartimentação vertical (Figura 1), associada a uma boa continuidade lateral, o que condiciona complexos arranjos de fluidos que influem

¹ Os depósitos de *sabkha* são planícies costeiras formadas em regiões desérticas, raramente atingidas pelas águas marinhas, caracterizadas, tipicamente, por precipitação de sais por evaporação (evaporitos).

notavelmente nos mecanismos de fluxo e, conseqüentemente, no gerenciamento da produção. As rochas reservatório são calcarenitos oolíticos de barras de plataforma intercalados a calcarenitos peloidais depositados em ambiente de menor energia (BIZZI et al., 2003).

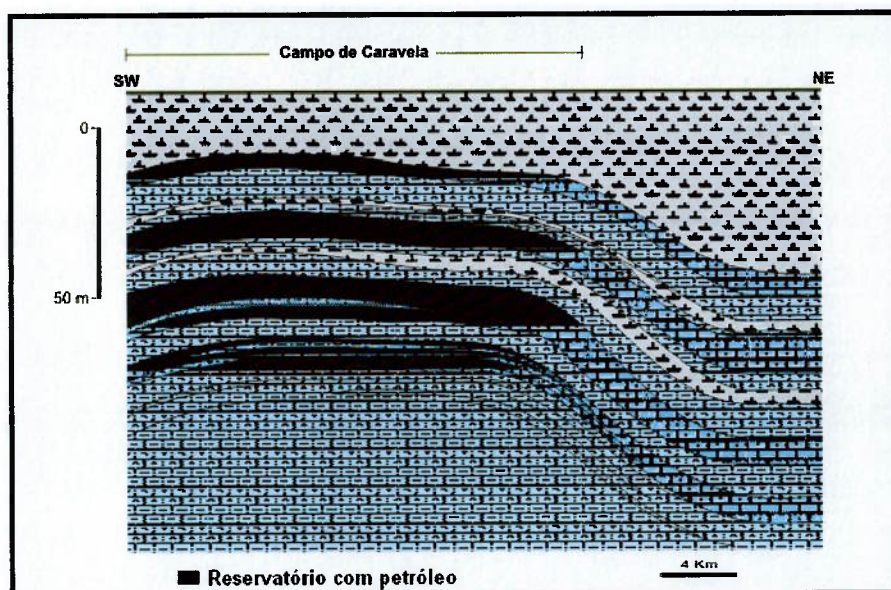


Figura 1 - Seção geológica do Campo de Caravela, Bacia de Santos (BIZZI et al., 2003).

2.2. Descobertas Recentes

A Agência Nacional do Petróleo (ANP), que atua como órgão regulador do setor, lançou em 2007 a 9ª Rodada de Licitações para Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural (Figura 2). Através da divulgação de Seminários Técnico-Ambientais, que tratam a respeito dos temas técnicos de cada bacia incluída na rodada, é possível conhecer os aspectos geológicos considerados favoráveis à descoberta de petróleo e gás natural.

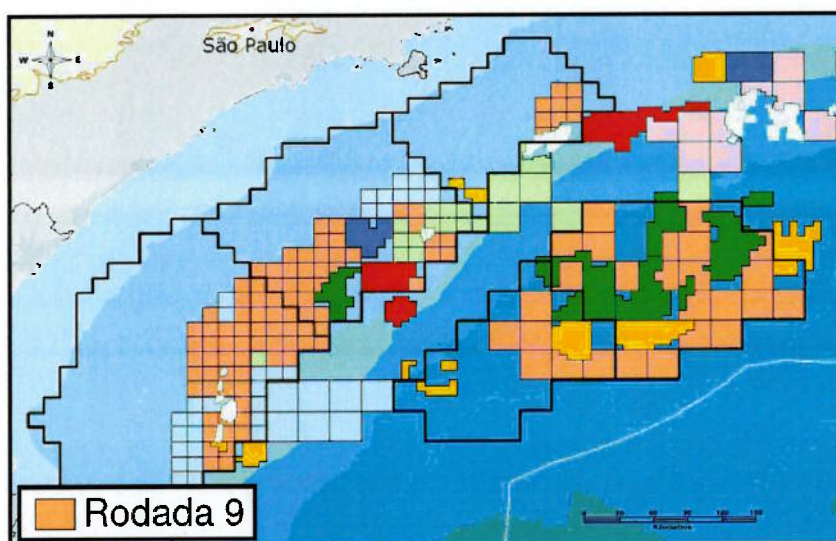


Figura 2 - Blocos a serem leiloados na 9ª Rodada de Licitações para Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural (VIEIRA, 2007).

A análise do seminário da Bacia de Santos, em especial, nos permite conhecer as recentes descobertas de reservatórios carbonáticos com elevado potencial de exploração, inseridos nos blocos a serem leiloados na 9ª Rodada de Licitações. A formação geológica que apresenta maior destaque é a Formação Guaratiba do Barremiano/Eoaptiano, destacada na Figura 3 (VIEIRA, 2007).

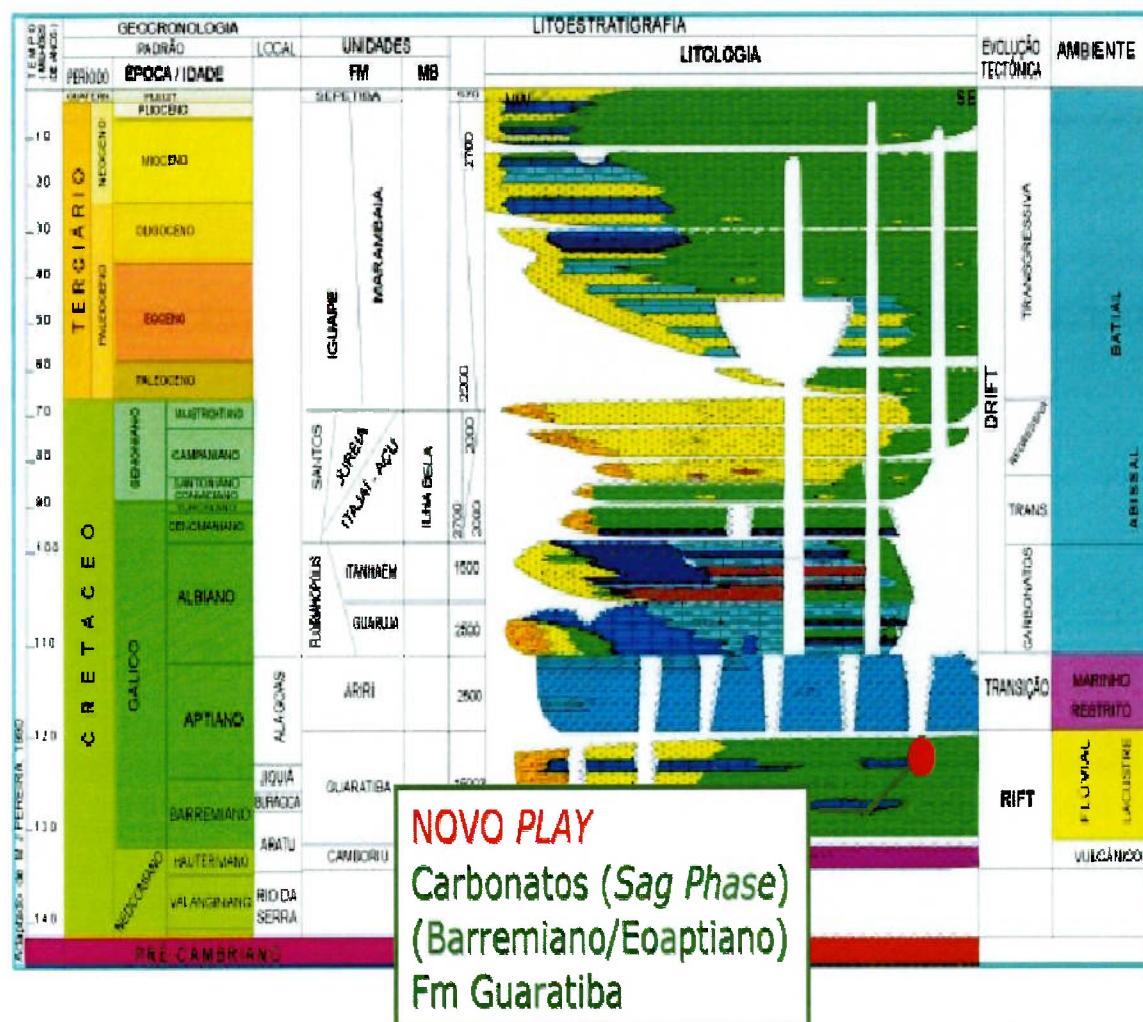


Figura 3 - Destaque para os carbonatos da Formação Guaratiba, do Barremiano/Eoaptiano. (VIEIRA, 2007).

O termo *Play* é usado na Geologia para designar um conjunto de prospecções não perfuradas e de reservatórios conhecidos de petróleo que, a princípio, partilham uma rocha reservatório comum, uma rocha selante regional ou um mesmo sistema de fluxo de petróleo. O termo *Sag Phase* refere-se a uma das etapas tectônicas das seqüências estratigráficas, na qual houve deposição de sedimentos.

A Figura 4 nos permite visualizar com clareza a disposição das fácies litológicas presentes acima da Formação Guaratiba. A seção sísmica indica a presença de reservatórios carbonáticos (carbonatos) e siliciclásticos (arenitos) do Barremiano.

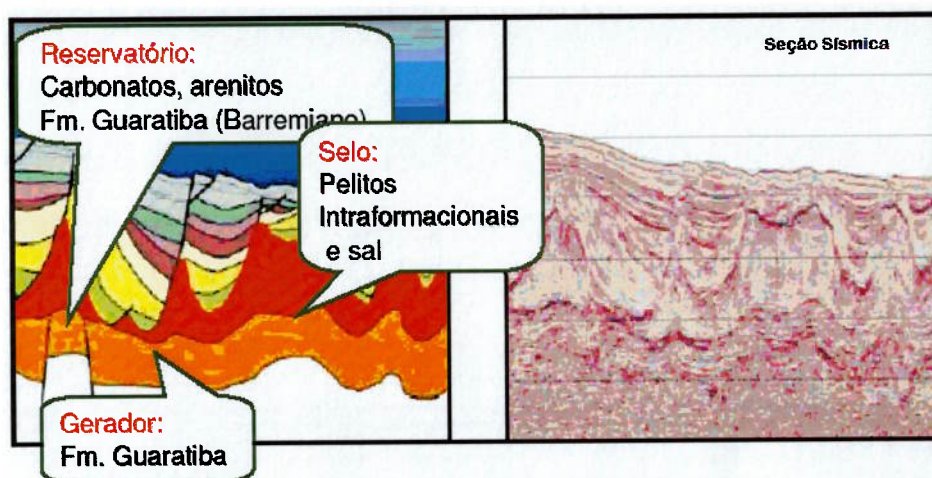


Figura 4 - À esquerda: Esquema da disposição das fácies litológicas acima da Formação Guaratiba. À direita: seção sísmica indicando as condições para trapeamento representadas no esquema anterior (VIEIRA, 2007).

3. Geologia dos Reservatórios Carbonáticos

3.1. Classificação de Rochas Carbonáticas

No início da década de 60, o grande desenvolvimento dos estudos em rochas carbonáticas levou a A.A.P.G. (*American Association of Petroleum Geologists*) juntamente com a S.E.P.M (*Society for Sedimentary Geology*) a patrocinarem, durante a sua convenção anual de 1961 em Denver, no Colorado, um simpósio denominado “Classificação de Rochas Carbonáticas”. Os trabalhos apresentados neste simpósio foram publicados no ano seguinte (1962) no primeiro *memoir* da A.A.P.G., denominado “*Classification of Carbonate Rocks*”. Esta pequena retrospectiva histórica se faz necessária, pois a publicação desse *memoir* constitui-se em um marco no estudo das rochas carbonáticas, que passaram então a ser estudadas com todas as suas peculiaridades e não apenas como rochas “químicas” ou rochas sedimentares excêntricas.

Das diversas classificações propostas nesse simpósio, as de Dunham e Folk se tornaram extremamente populares no meio geológico, sendo consideradas hoje “clássicos” da geologia sedimentar de carbonatos. A classificação de Folk é fundamentalmente composicional, enquanto que a de Dunham é fundamentalmente textural (HAM, 1962).

3.1.1. Classificação de Folk

A classificação proposta por Folk, em 1962, teve como arcabouço básico a classificação por ele proposta em 1958 para rochas sedimentares detríticas. Na comparação entre rochas carbonáticas e detríticas, os grãos de areia, a matriz argilosa e o cimento químico nas rochas detríticas equivaleriam respectivamente aos grãos aloquímicos, matriz microcristalina e cimento de calcita espática nas rochas carbonáticas. Esses três conceitos são definidos a seguir:

1. A introdução por Folk de um novo termo para designar os grãos carbonáticos, se justificou pelo conceito generalizado na época de que as rochas carbonáticas eram rochas originadas essencialmente por precipitação química. O termo aloquímico indica, pelo prefixo “alo” (do grego “állos”=diferente), que os grãos aloquímicos não são grãos químicos normais, e sim grãos que para sua formação muitas vezes estão envolvidos processos biológicos, ou mesmo agitação e transporte. Folk considerou como grãos aloquímicos volumetricamente importantes nas rochas carbonáticas os intraclastos, os oólitos, os bioclastos e os pelóides. Os intraclastos são fragmentos de sedimentos carbonáticos geralmente pouco consolidados, que foram erodidos de áreas adjacentes e redepositados para formar novo sedimento. Os oólitos são grãos caracterizados por serem compostos por envelopes ou capas concêntricas, nítidas e bem definidas, de composição carbonática e núcleo de composição variável. Os bioclastos são todos os fragmentos derivados de bioconstruções ou de presumível origem biológica. Por fim, os pelóides são corpos arredondados, esféricos a elípticos ou agregados ovóides compostos por calcita criptocristalina.

2. A matriz microcristalina ou micrita, foi definida como material fino entre 1 e 4 micra, depositado por suspensão e considerado por Folk como material originado por precipitação inorgânica. Hoje, entretanto, considera-se a contribuição biológica como fundamental para a formação da micrita.

3. O cimento de calcita espática corresponde ao material cristalino maior que 10 micra, precipitado quimicamente no espaço poroso.

Com base nesses três componentes básicos, Folk definiu três famílias de rochas carbonáticas: (1) rochas aloquímicas, (2) rochas ortoquímicas e (3) rochas recifais autóctones.

3.1.2. Classificação de Dunham

Esta classificação introduziu, em 1962, duas definições importantes para o estudo de rochas carbonáticas: a de rocha suportada pelos grãos e a de rocha suportada pela matriz. Em uma rocha suportada pelos grãos, os grãos aloquímicos estão em contato entre si, enquanto em uma rocha suportada pela matriz os grãos flutuam na matriz. Para as definições dos termos utilizados nesta classificação, levam-se em consideração os seguintes fatores:

- Textura deposicional reconhecível ou não.
- Componentes originais ligados ou não durante a deposição.
- Rochas com matriz e sem matriz.
- Rochas com arcabouço suportado pelos grãos ou pela matriz.

A Figura 5 apresenta a classificação das rochas carbonáticas a partir da combinação dos fatores anteriormente citados.

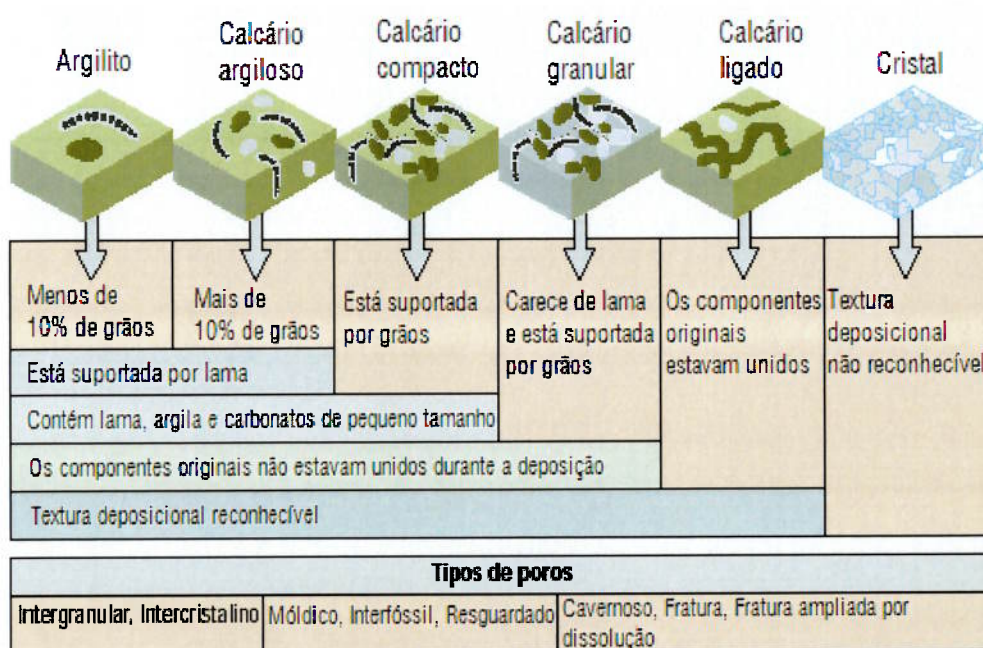


Figura 5 - Classificação das rochas carbonáticas (AKBAR et al., 2001).

As rochas carbonáticas são diferenciadas pela textura deposicional, tipos de grãos, estrutura da rocha ou outros fatores. A classificação de Dunham é largamente usada para classificar as rochas carbonáticas de acordo com a quantidade e textura dos grãos e da matriz (LUCIA, 1999).

3.2. Comparação entre Rochas Siliciclásticas e Rochas Carbonáticas

No Brasil, os reservatórios siliciclásticos são os mais explorados e conhecidos atualmente, pelo fato de serem mais abundantes e de mais fácil exploração quando comparados aos reservatórios carbonáticos. O maior exemplo é o dos turbiditos da Bacia de Campos, que correspondem atualmente a 80% da produção nacional de petróleo.

Devido a este maior conhecimento das propriedades dos reservatórios siliciclásticos, foi feita uma comparação entre as rochas carbonáticas e as siliciclásticas, ressaltando os principais aspectos no estudo dos reservatórios: composição das rochas, diagênese, dissolução e porosidade.

3.2.1. Composição das Rochas

As rochas sedimentares carbonáticas diferem das rochas sedimentares siliciclásticas em vários aspectos. As rochas siliciclásticas se formam a partir de sedimentos que são transportados, depositados e litificados, ou compactados e cimentados, até tornarem-se rochas sólidas. Os fragmentos que compõem a maioria das rochas carbonáticas sofreram, tipicamente, muito menos transporte do que a maioria das rochas sedimentares siliciclásticas. A maioria das rochas carbonáticas se desenvolve a partir de sedimentos biogênicos formados por atividade biológica, tais como recifes de corais e acumulações de restos orgânicos presentes no assoalho oceânico. Outros tipos de rochas carbonáticas se formam através da evaporação da água em plataformas rasas, ou através da precipitação inorgânica da água do mar.

A origem biológica de muitos depósitos carbonáticos limita sua presença a lugares com temperatura da água adequada e outras condições específicas de sustentação da vida, como ilustra a Figura 6. Além disso, os organismos que participam da composição dos carbonatos estão em constante evolução, o que torna o estudo ainda mais complexo (AHR et al., 2005).

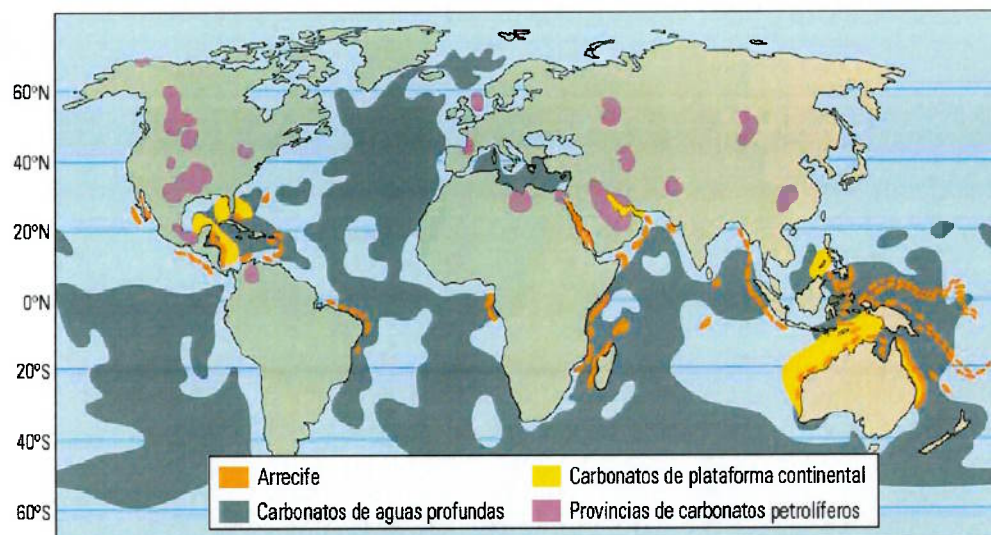


Figura 6 - Distribuição das rochas carbonáticas no mundo (AKBAR et al., 2001).

As rochas siliciclásticas são predominantemente arenitos e folhelhos, que contêm uma grande variedade de minerais e de partículas, incluindo quartzo, feldspato, argilo-minerais, fragmentos de rochas pré-existentes e restos de plantas ou animais. As rochas carbonáticas consistem num grupo mais limitado de minerais – predominantemente calcita [CaCO_3] e dolomita [$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$]. Outros minerais menos presentes em rochas carbonáticas são o fosfato e a glauconita; minerais secundários incluem anidrita, chert, quartzo, argilo-minerais, pirita, ankerita e siderita (LIPPMANN, 1973).

3.2.2. Diagênese

Uma vez depositados, os sedimentos sofrem diagênese, que consiste nas mudanças químicas e físicas pós-deposicionais que transformam o sedimento em rocha sólida. A diagênese carbonática afeta as rochas numa escala que varia de micrômetros a quilômetros, e pode mudar significativamente o diâmetro dos poros, o espaçamento entre eles e, conseqüentemente, a permeabilidade.

A diagênese carbonática se inicia com a cimentação marinha e com a formação de buracos pelos organismos da interface sedimento/água, antes do soterramento. Este processo tem continuidade durante o soterramento raso, através dos processos de cimentação, dissolução e recristalização, e então ocorre o soterramento profundo, quando os processos de dissolução podem formar algumas características como, por exemplo, as dos estilólitos, que possuem superfícies fraturadas (TUCKER; BATHURST, 1990).

Após estes processos, ocorre freqüentemente a substituição da calcita e da aragonita originais pelo mineral dolomita, um processo conhecido pelo nome de dolomitização, o qual pode melhorar as características da produção dos hidrocarbonetos (CAYEUX, 1970). Na diagênese clástica, no geral, não ocorrem mudanças na mineralogia.

3.2.3. Dissolução e Porosidade

As rochas carbonáticas são altamente susceptíveis à dissolução. Um dos motivos para a ocorrência desta dissolução intensa é que, na superfície do mar, a água e o dióxido de carbono reagem formando ácido carbônico. O ácido provoca a dissolução, que ocasiona a formação de uma topografia cárstica impressionante, formada por vugues (cavidades revestidas – não preenchidas – por material mineral), cavernas e padrões de drenagem complexos como, por exemplo, fluxos que desaparecem em sistemas cársticos ativos. Grãos são dissolvidos e dão lugar a novos poros. Estes efeitos variam de acordo com a temperatura, a química e a pressão dos fluidos inseridos nos poros.

Os sistemas cársticos inativos, ou paleo-cársticos, podem formar reservatórios dominados por fragmentos de rochas angulares produzidos durante o colapso de uma caverna. Para a indústria do petróleo, essas regiões cársticas podem ser uma benção ou um grande problema – a perfuração destas cavernas pode resultar em perda catastrófica de broca ou perda de fluidos de perfuração, mas também podem resultar em porosidade e permeabilidade extremamente altas.

Os poros nas rochas clásticas estão predominantemente entre os grãos, ou seja, intergranulares, e uniformemente distribuídos em toda a matriz da rocha. Os poros intergranulares também estão presentes em rochas carbonáticas. A porosidade intragranular pode ser comum entre os grãos carbonáticos como um primeiro tipo de poro, ou pode se desenvolver quando grãos, tais como fragmentos de conchas, são parcialmente dissolvidos. A porosidade intragranular preserva as formas dos fragmentos de conchas dissolvidos ou dos outros constituintes. As rochas carbonáticas têm tipicamente um espectro maior de formatos de grãos do que a maioria das rochas siliciclásticas. Nitidamente, diversos tipos de porosidade podem coexistir num reservatório carbonático, variando do tamanho microscópico ao tamanho de uma caverna, o que faz com que a estimativa e o cálculo da porosidade e da permeabilidade das reservas sejam problemas de difícil resolução (AKBAR et al., 2005).

4. Estudo de Caso em Reservatórios Carbonáticos

Os pesquisadores da área de petróleo, envolvidos com problemas de aumento de recuperação dos reservatórios produtores de hidrocarbonetos, têm seguido diversos caminhos para chegar a uma avaliação poço-a-poço representativa. O objetivo comum é desenvolver interpretações que possam ser incorporadas em soluções de escala de campo. Um pequeno aumento do fator de recuperação dos reservatórios carbonáticos gigantes tem um grande impacto na produção de óleo e gás.

A heterogeneidade dos carbonatos complica todas as fases da exploração do reservatório, da perfuração à completação, incluindo as avaliações petrofísicas. Portanto, é de extrema importância desenvolver uma metodologia de interpretação confiável, baseada na análise dos perfis dos poços.

A heterogeneidade dos reservatórios carbonáticos impede que haja uma correlação direta entre porosidade e permeabilidade, como poderia obter-se nos reservatórios relativamente homogêneos. Desta forma, é necessário diferenciar as litologias dos carbonatos, bem como suas estruturas, otimizando assim a produção de hidrocarbonetos num único poço ou num campo inteiro.

Os trabalhos de pesquisa desenvolvidos no Centro de Pesquisas da Schlumberger (SDR – *Schlumberger Doll Research*), nos anos 90, produziram uma metodologia integrada para avaliação dos carbonatos na formação Thamama, um reservatório do Cretáceo Inferior localizado no Oriente Médio.

As investigações feitas em dois campos gigantes, o campo Bombay High na Índia e um campo no Oriente Médio, indicaram que a variedade dos tipos de rocha e das heterogeneidades presentes num determinado reservatório carbonático, requerem uma avaliação da formação específica, particularmente nos casos de extrema alteração diagenética. Ambas as investigações, terminadas em 2000, usaram técnicas que se estendem de análises petrofísicas e petrográficas convencionais às primeiras aplicações de um novo método laboratorial de Ressonância Magnética Nuclear (RMN), chamado Decaimento devido à Difusão no Campo Interno (DDIF).

Apesar de existirem algumas diferenças entre estes dois campos e os campos brasileiros, especialmente no que diz respeito ao período de formação e continuidade lateral, a caracterização da heterogeneidade e da complexidade intrínsecas dos reservatórios carbonáticos tornam este estudo de extrema importância para o desenvolvimento de uma metodologia unificada, que possa ser aplicada tanto a reservatórios carbonáticos quanto siliciclásticos.

4.1. Estudo do Campo de Bombay High

O gigantesco Bombay High, localizado a oeste no Oceano Índico, cobre cerca de 1.220 km² e possui mais de 600 poços de desenvolvimento. Descoberto em 1974 pela Oil & Natural Gas Corporation Ltda. (ONGC), o campo começou a produzir em 1976. O reservatório principal é o carbonato do Mioceno, que possui dez camadas de produção de

hidrocarbonetos separadas por folhelhos, carbonatos ricos em argila e carbonatos finos. As camadas não são contínuas e têm uma comunicação vertical pobre. A partir do ano 2000, o campo produziu 327 milhões de toneladas de óleo e 110 bilhões de metros cúbicos de gás natural, e agora está em sua fase madura. Foi feito um programa de re-desenvolvimento para aumentar a recuperação de óleo.

A ONGC viu a necessidade de uma compreensão mais aprofundada da petrofísica dos reservatórios, com o intuito de controlar a infiltração de água nas rochas carbonáticas heterogêneas sobrepostas que sofrem esse influxo desde 1984. O reservatório primário geralmente não é fraturado, então a ONGC suspeitou que algumas zonas de alta permeabilidade estivessem contribuindo para a infiltração da água.

O desafio, então, foi desenvolver um método baseado na análise de perfis que fosse consistente na identificação destas zonas de alta permeabilidade. Para o estudo de Bombay High, 61 plugues de testemunhos do poço N5-9 foram analisados em conjunto com os dados obtidos da perfilagem.

4.2. Estudo do Campo do Oriente Médio

Os pesquisadores e engenheiros de uma empresa em operação no Oriente Médio e do SDR avaliaram a complexidade de um campo gigante de gás que produz a partir de rochas carbonáticas prolíferas. Oitenta plugues de testemunhos e diversos perfis a cabo tirados de um poço formaram o sistema para a interpretação integrada.

Os pesquisadores aplicaram muitas das mesmas metodologias analíticas em ambos os casos. A princípio, os envolvidos acreditavam que o volume de argila seria o principal problema que os estudos revelariam. A quantificação exata da abundância de argilo-minerais é essencial para o cálculo preciso da porosidade e da saturação, parâmetros estes que afetam diretamente a estimativa das reservas.

As análises quantitativas da mineralogia e da química das amostras proporcionaram, no SDR, o conhecimento aprofundado da petrofísica dos reservatórios. A mineralogia foi avaliada através de uma técnica que utiliza transformadas de Fourier dos espectros infra-vermelhos (FT-IR). Esta técnica relaciona os espectros de absorção infra-vermelhos com 50 padrões mineralógicos de silicato, carbonato, argila e outras famílias minerais. As análises químicas incluíram fluorescência de raio-X, ativação de nêutrons e espectrometria de massa. Todos estes resultados foram integrados com os dados da perfilagem.

Um importante resultado obtido através da análise dos testemunhos foi que os perfis de raio gama, sozinhos, teriam indicado um conteúdo de argila incorreto em ambos os reservatórios (Figura 7). Portanto, para a caracterização de futuros reservatórios, é fundamental desenvolver um método que determine de forma precisa a mineralogia, dispensando a necessidade de análise de testemunhos.

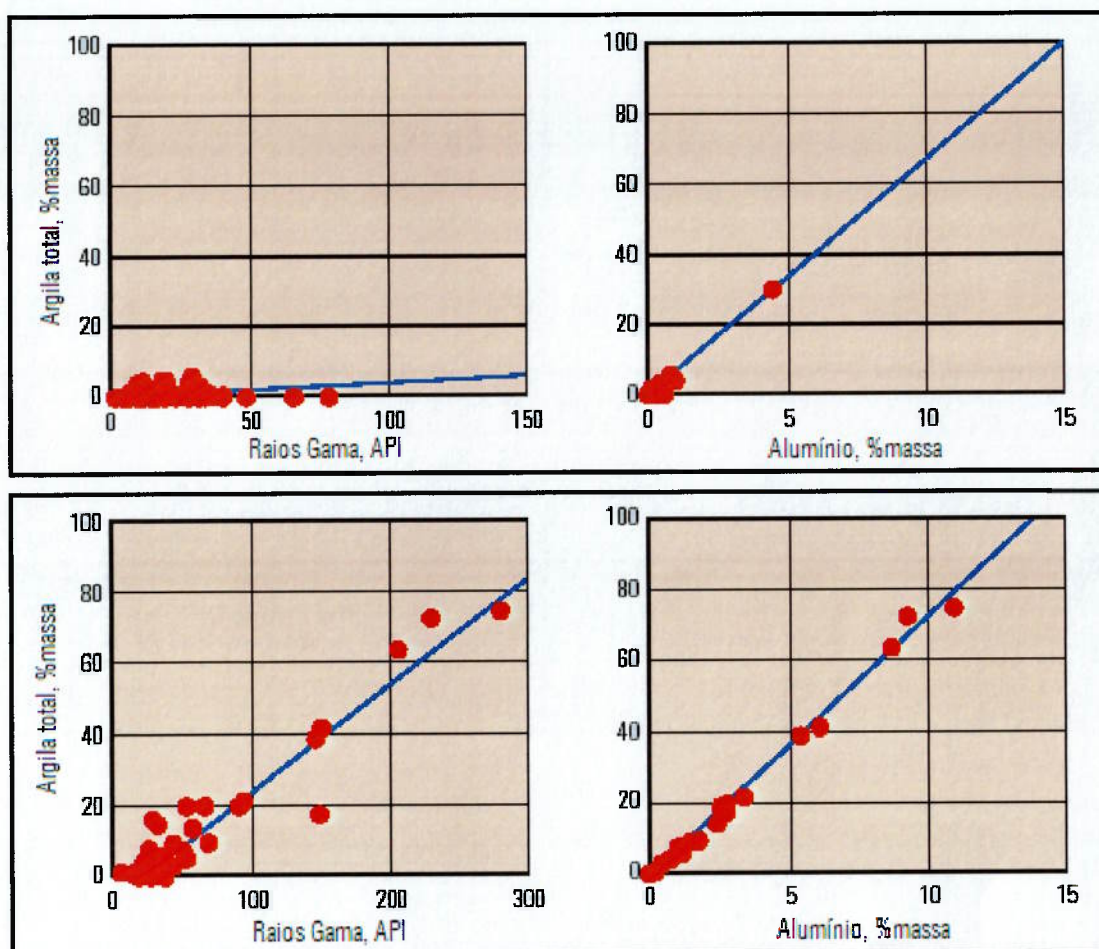


Figura 7 - Incerteza no conteúdo de argila (VISSAPRAGADA et al., 2001).

Em função da imprecisão do volume de argila apresentada, houve a necessidade de fazer uma análise da mineralogia e da química das rochas carbonáticas do Oriente Médio (gráficos superiores) e de Bombay High (gráficos inferiores). A figura 7 mostra que as respostas dos perfis de raio gama, obtidos da análise química do Tório (Th), Urânio (U) e Potássio (K), não correspondem ao conteúdo verdadeiro de argila em ambos os casos. Uma correlação melhor pode ser obtida através da análise dos testemunhos usando-se Alumínio (Al).

Foi utilizada, então, a ferramenta de perfilagem Espectrômetro de Captura Elementar ECS (Figura 8). Esta ferramenta permite a estimativa precisa da mineralogia, da concentração de argila e da litologia; também pode ser usada para avaliar a porosidade total e efetiva e o tipo de hidrocarboneto. O ECS utiliza um espectrômetro para medir a concentração de alguns elementos – cálcio, silício, enxofre, ferro, titânio, gadolínio, sódio e magnésio – que refletem as concentrações de certos minerais específicos na formação. Os dados são analisados para obter-se a mineralogia em termos de areia, argila, evaporito e minerais carbonatados.

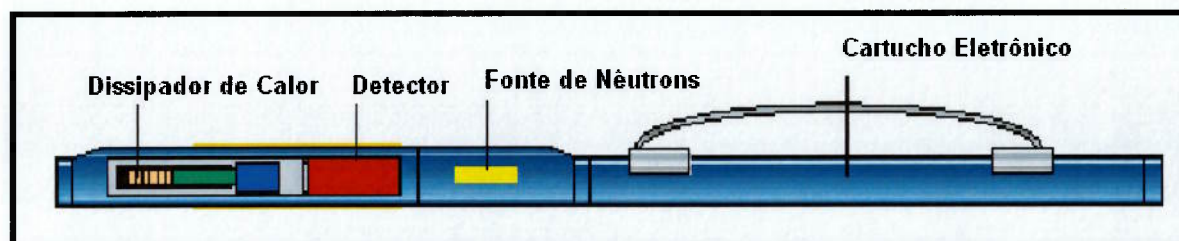


Figura 8 - Espectrômetro de Captura Elementar (ECS, 2007).

Em ambos os casos, os resultados obtidos através do ECS apresentaram um quadro mais realístico da mineralogia, como confirma a análise mineralógica dos testemunhos (Figura 9).

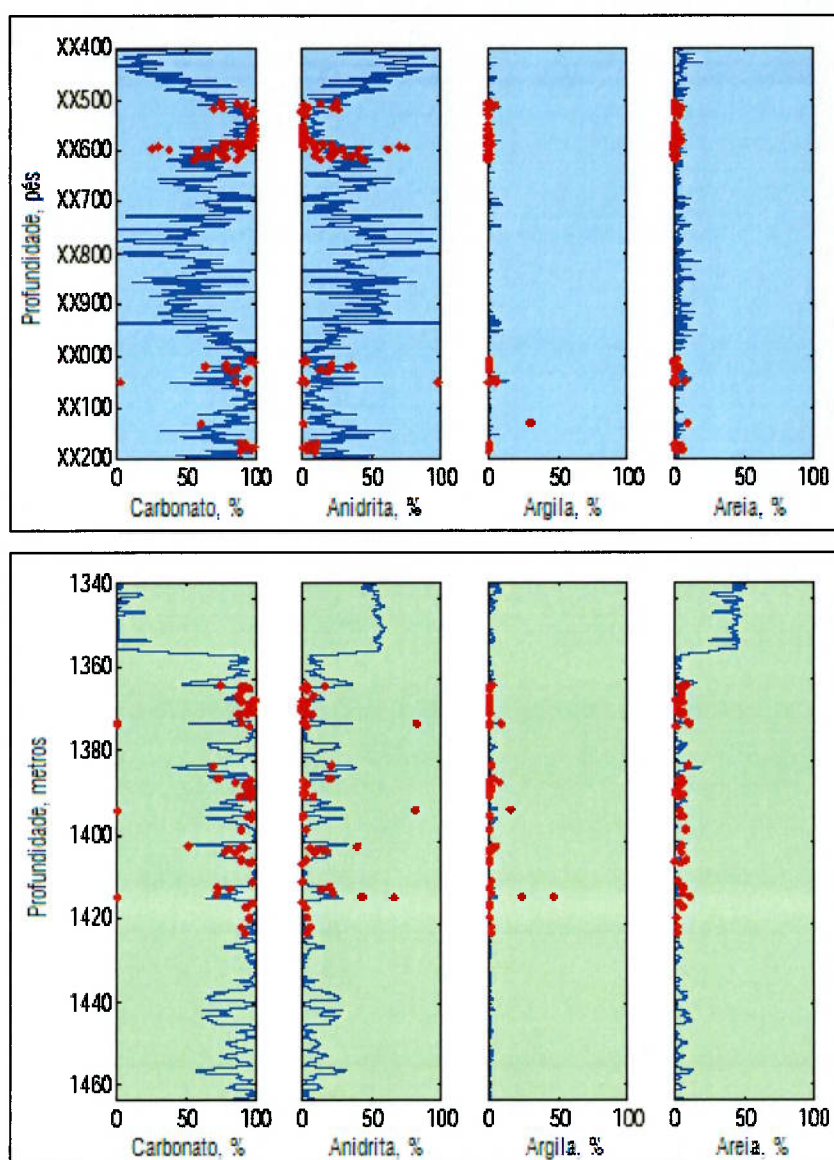


Figura 9 - Dados obtidos pelo ECS para mineralogia precisa (VISSAPRAGADA et al., 2001).

A figura anterior mostra os dados obtidos pelo ECS. Na formação do Oriente Médio (gráficos superiores), os perfis processados dos conteúdos de carbonato, anidrita, argila e

areia, correlacionam o poço com os dados dos testemunhos (pontos vermelhos). Os resultados do campo de Bombay High (gráficos inferiores) mostram boa concordância entre os dados dos testemunhos e os dados do ECS para os conteúdos de carbonato, argila, pirita e areia, com leves discrepâncias resultantes dos testemunhos que tinham finas camadas de folhelho não percebidos pela resolução do perfil.

Um outro objetivo importante destes estudos integrados é a identificação dos tipos de poros existentes: microporos, mesoporos e macroporos (Figura 10); e o efeito das suas distribuições na produção. Os microporos, com diâmetros de garganta de poro menores que $0,5\ \mu\text{m}$, normalmente contêm água irredutível e pequena quantidade de hidrocarbonetos. Os mesoporos, com diâmetros de garganta de poro entre $0,5$ e $5\ \mu\text{m}$, contêm quantidades significativas de óleo e gás. Os macroporos, com gargantas maiores que $5\ \mu\text{m}$, são responsáveis pelas altas taxas de produção de muitos reservatórios carbonáticos, porém freqüentemente são acompanhados de caminhos propensos à infiltração da água, deixando para trás consideráveis quantidades de óleo e gás nos mesoporos. A perfilagem através de RMN tem colaborado com a avaliação da porosidade, da distribuição dos tamanhos de poros e dos fluidos aderidos.

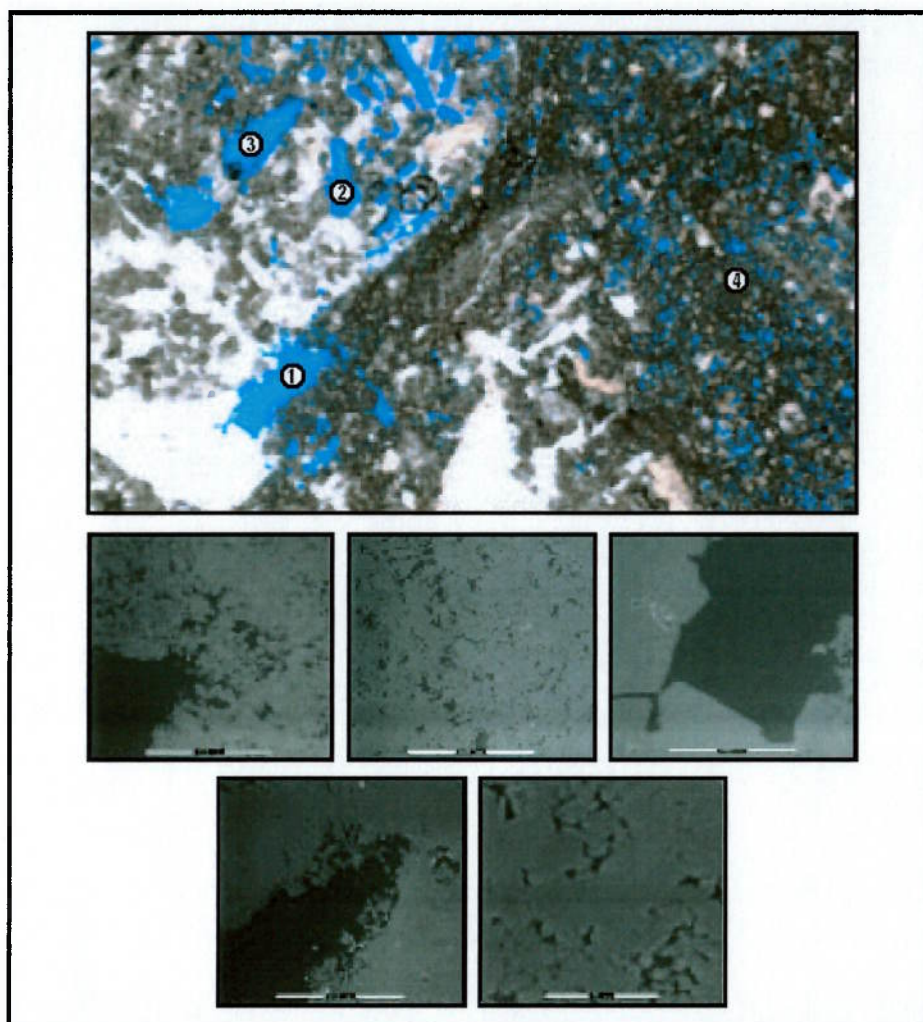


Figura 10 – Distribuição dos micro, meso e macroporos (VISSAPRAGADA et al.,2001).

Na Figura 10, as micro-fotografias e as imagens do microscópio eletrônico de varredura das seções dos carbonatos de Bombay High ilustram os três tipos de poro. A

fotografia do topo mostra as posições das imagens numeradas. Uma massa azul foi injetada na amostra para evidenciar a porosidade. A imagem da posição 1 (figuras do meio, à esquerda) revela um macroporo no canto inferior esquerdo, e meso e microporos na região cinza escuro. A imagem da posição 4 (figura do meio, centro) mostra mesoporos. A imagem seguinte (figura do meio, à direita) representa a porção esquerda da posição 1, e mostra um macroporo cercado por cristais de calcita. A imagem de baixo, à esquerda, corresponde à posição 3, e mostra desgaste no contorno do macroporo escuro, os microporos são pouco visíveis (pontos escuros). A imagem de baixo, à direita, é uma ampliação mostrando detalhes do sistema microporo na posição 3.

Uma importante ferramenta da RMN é o aplicativo de Ressonância Magnética Combinável (CMR - *Combinable Magnetic Resonance*). Ele utiliza grandes ímãs para polarizar fortemente os núcleos de hidrogênio presentes na água e nos hidrocarbonetos, à medida que os fluidos se difundem nos poros das rochas. Quando o ímã é removido, os núcleos de hidrogênio relaxam. Os tempos de relaxamento T_2 dependem da distribuição dos tamanhos de poro; os poros maiores têm tipicamente maiores tempos de relaxamento. Óleos viscosos relaxam mais rápido do que óleo leve ou água. As variações no tempo de relaxamento produzem uma distribuição T_2 na qual os componentes fluidos e os tamanhos de poro são interpretados.

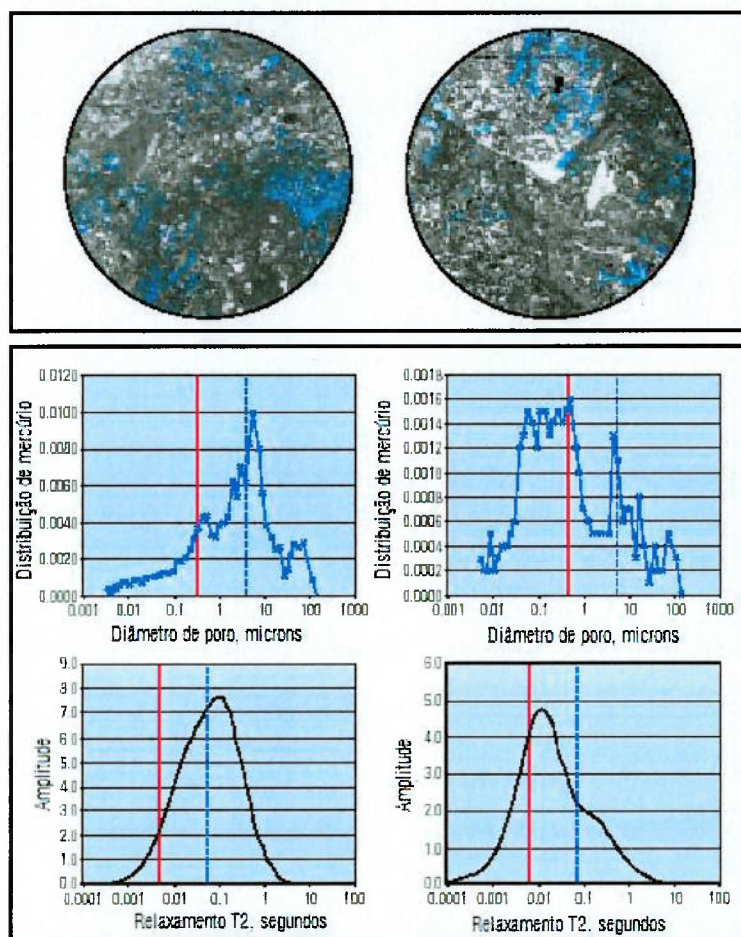


Figura 11 – Amostras de Bombay High contendo meso e macroporos (acima, à esquerda) e micro, meso e macroporos (acima, à direita) (VISSAPRAGADA et al., 2001).

Os gráficos da Figura 11 mostram as distribuições dos diâmetros das gargantas de poro e as distribuições T_2 para cada amostra. Os poros são classificados nos tipos de poro pelo

diâmetro de garganta medido através de injeção de mercúrio (dois gráficos superiores). Os poros à esquerda das linhas vermelhas são microporos, os poros entre as linhas vermelha e azul são mesoporos, e os macroporos estão à direita das linhas azuis. As comparações entre as distribuições T_2 (dois gráficos inferiores) mostram que a distinção dos tipos de porosidade pode ser conseguida usando picos de T_2 , uma valiosa aplicação da Ressonância Magnética Nuclear nos carbonatos.

Um resultado importante dos estudos foi a possibilidade de classificar os poros nas três classes de tamanho, utilizando dados da RMN. Este avanço resultou da descoberta de que, ao contrário das primeiras rochas carbonáticas estudadas, as distribuições do tempo de relaxamento T_2 têm utilidade direta para a interpretação.

Uma nova técnica desenvolvida no Centro de Pesquisas SDR permite a resolução dos três tamanhos de poro mais comuns, através da medição do tamanho do espectro, ao invés do tempo de relaxamento. O novo método, DDIF (Decaimento devido à Difusão no Campo Interno), fornece uma distribuição dos tamanhos de poro quantitativa, que é especialmente poderosa nas rochas carbonáticas. Os estudos feitos com a nova técnica mostram que as distribuições T_2 assemelham-se às distribuições DDIF.

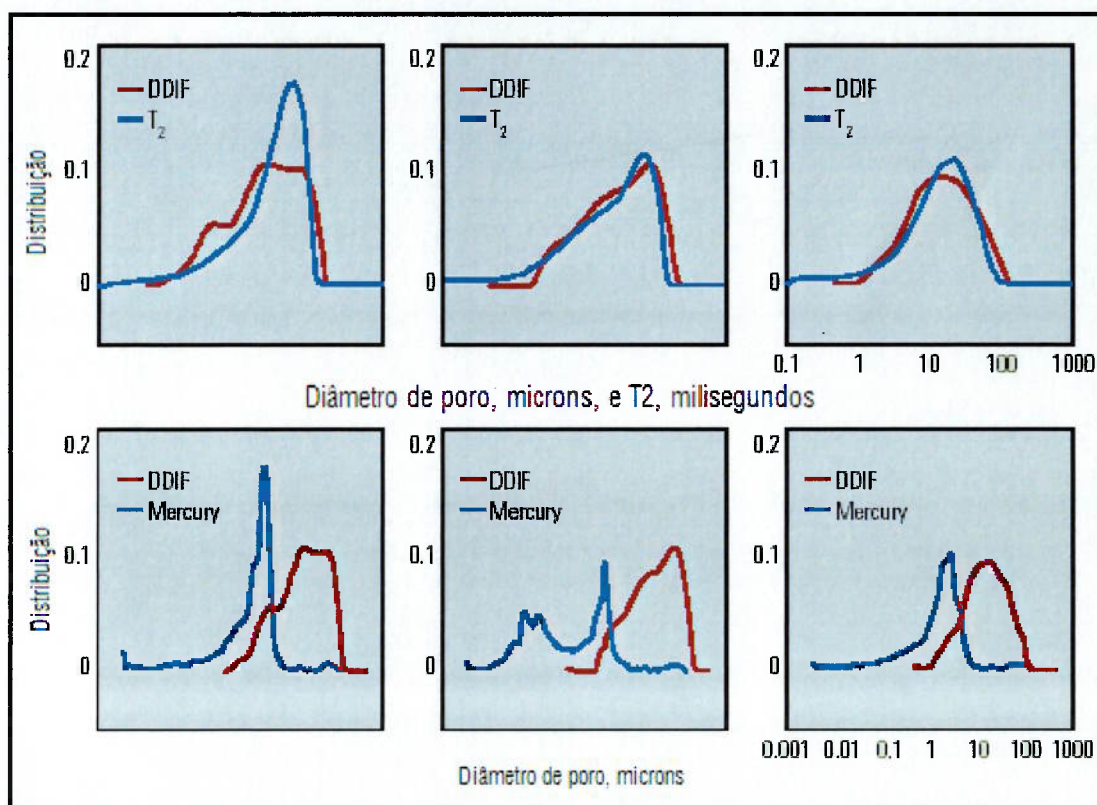


Figura 12 – Análise de tamanho de poro pelo DDIF, distribuição T_2 e injeção de mercúrio (VISSAPRAGADA et al., 2001).

Na linha superior da Figura 12, os espectros DDIF (vermelho) são usados para determinar onde a distribuição T_2 (azul) realmente reflete a distribuição de tamanho de poro, através da comparação dos dois espectros. O eixo horizontal das distribuições T_2 foi multiplicado por 100 para facilitar a visualização. Para estas três amostras, o resultado é excelente. Os gráficos de baixo comparam as distribuições obtidas pela injeção de mercúrio (azul) com as distribuições DDIF (vermelho). A porosimetria ao mercúrio utiliza injeção de mercúrio para determinar as pressões capilares dos espaços de poros conectados. Os gráficos obtidos a partir destes dados são interpretados como os tamanhos de garganta dos poros. Por outro lado, o DDIF mede as aberturas dos poros, incluindo as gargantas e os corpos dos poros. A sobreposição dos dois resultados revela a conectividade da rede de poros. Para a amostra da direita, o resultado revela uma malha formada pelos corpos dos poros com um diâmetro de 20 μm conectados por gargantas de 1 a 2 μm . Para as outras duas amostras, o tamanho do corpo dos poros é maior e cobre uma escala maior. Eles compartilham uma malha de gargantas de poro com um diâmetro de 2 μm ; porém, a amostra do meio exibe um sistema bimodal, com uma malha de gargantas de poros muito boa com diâmetros de 0,1 μm .

Desta forma, em ambas as formações, o formato da distribuição de T_2 é similar à distribuição dos tamanhos dos poros determinada pela injeção de mercúrio e pelo método DDIF. A análise da RMN convencional baseada em T_2 foi aplicada para determinar a permeabilidade e a distribuição dos tamanhos dos poros. Um resultado importante dos estudos foi o cálculo mais realista da permeabilidade usando perfis CMR.

No campo de Bombay High, os dados obtidos pela CMR confirmaram uma permeabilidade baixa no geral, com numerosos canais de alta permeabilidade nas zonas de macroporos lixiviadas. Porém, a presença de hidrocarbonetos pode ter ocultado os macroporos nos registros de CMR, então houve a necessidade de incorporar os dados obtidos da ferramenta de geração de Imagens Micro-elétricas de Cobertura Total FMI (Figura 13). Esta ferramenta auxilia os pesquisadores a reconhecer e catalogar as características dos carbonatos encontrados nos poços perfurados com lama a base de água. As imagens geradas estão ilustradas na Figura 14.

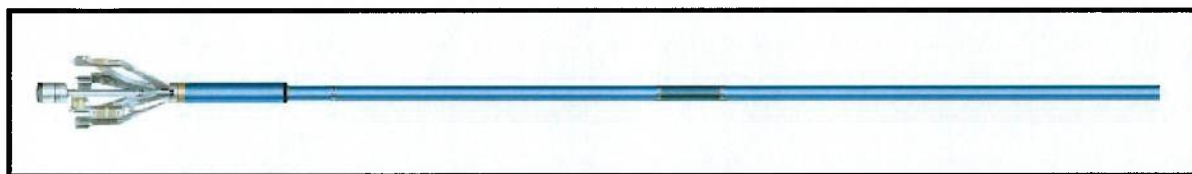


Figura 13 - Ferramenta de geração de Imagens Micro-elétricas de Cobertura Total FMI (FMI, 2004).

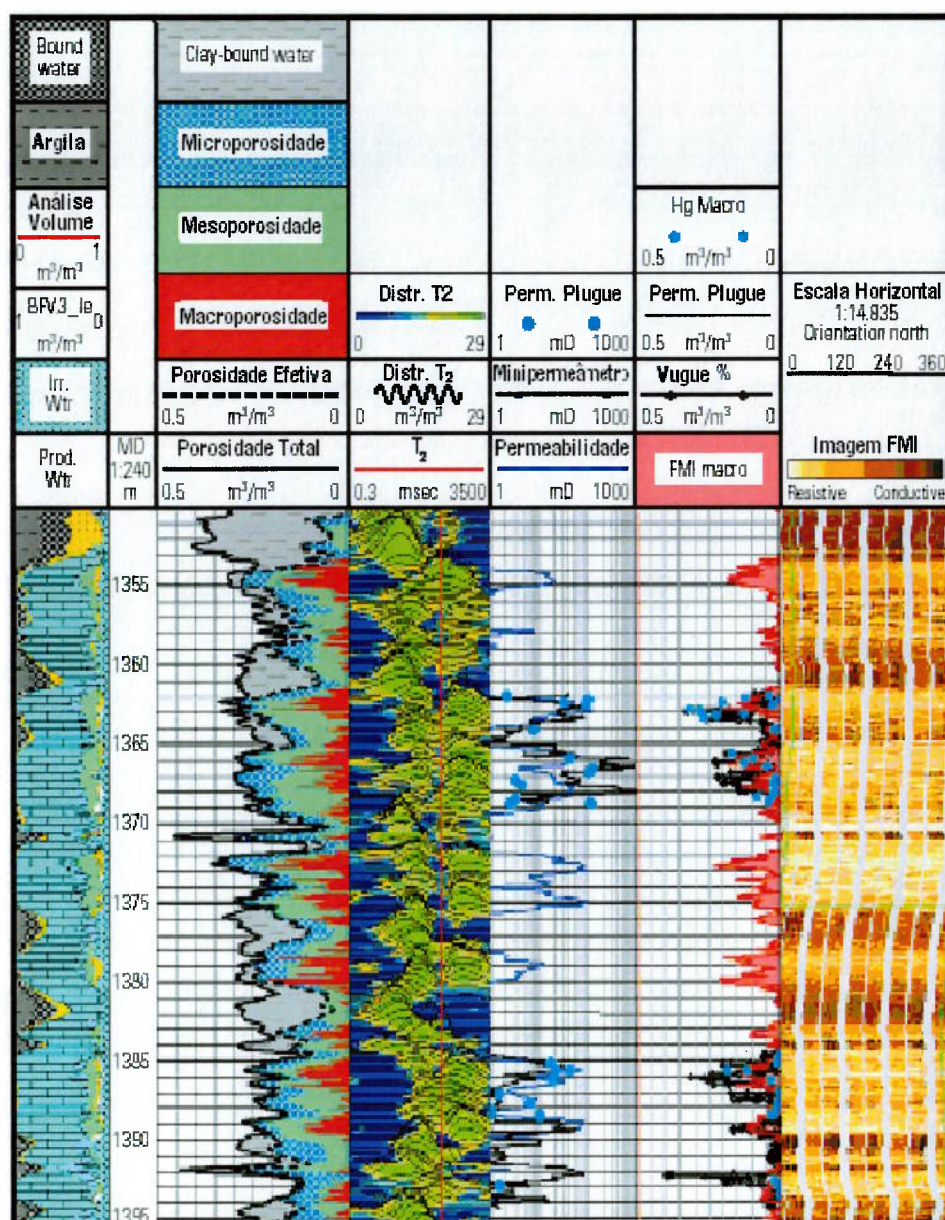


Figura 14 – Comparação entre o perfil da formação e os dados de testemunho para identificação das zonas de alta permeabilidade (VISSAPRAGADA et al., 2001).

Na Figura 14, a litologia na primeira pista – argila, quartzo, calcita e dolomita – é registrada usando um *software* de análise com dados de ECS como condição de contorno. Os fluidos são considerados como sendo óleo que não foi deslocado pela invasão (verde), óleo que foi deslocado (laranja), água irredutível nos microporos (azul com pontos pretos) e água móvel (branco). Os dados da RMN ajudam a distinguir a água intersticial da água móvel. A segunda pista é a porosidade decomposta em *clay-bound water*² dos dados de ECS, microporosidade dos dados da CMR e meso e macroporos da CMR e dos perfis FMI. A terceira pista contém as distribuições T_2 feitas a partir do perfil CMR. A sólida curva azul de permeabilidade na pista 4 é calculada a partir dos volumes de análise de perfil elementar. Os pontos em azul-claro representam a permeabilidade medida dos testemunhos. A linha preta é

² *Clay-bound water* é o termo inglês para a água que fica presa nos poros da rocha, que não se move mesmo com a produção de hidrocarbonetos. Em termos de volume, é a diferença entre a porosidade total e efetiva da formação.

a permeabilidade medida num mini-permeâmetro, com uma amostra de testemunho de 1 cm. A macroporosidade registrada a partir dos dados de FMI (pista 6) é mostrada em vermelho na pista 5. Os pontos em azul-claro indicam macroporosidade determinada por injeção de mercúrio em amostras de testemunho. A linha preta representa porosidade vulgar medida na face cortada de um testemunho.

Foi usada, então, uma equação desenvolvida no Centro de Pesquisas SDR, que relaciona a permeabilidade com a média logarítmica de T_2 e da porosidade total, visando determinar a permeabilidade a partir dos dados de CMR para o poço do Oriente Médio. Nas dolomitas, foram feitas estimativas de permeabilidade mais realistas, usando os valores de T_2 obtidos dos perfis e dos testemunhos, ao invés de usar apenas uma relação entre porosidade e permeabilidade. As estimativas da permeabilidade nos carbonatos, que tiveram sistemas de poros mais variáveis que nas dolomitas, também melhoraram, mas não drasticamente. Os cálculos de permeabilidade mais precisos foram obtidos usando-se um fator de correção baseado na sensibilidade à temperatura dos valores de T_2 em cada formação.

Foram então utilizados três valores diferentes de T_2 , permitindo que os perfis da RMN pudessem ser usados para determinar a micro, a meso e a macroporosidade. A relação entre os valores de T_2 e o diâmetro de poro, determinada através da injeção de mercúrio (T_2 /diâmetro) em 22 amostras, também mostrou três classes distintas de T_2 /diâmetro que correspondem às classes de composição das rochas observadas nas análises das seções delgadas.

A capacidade de previsão da permeabilidade otimiza a locação e a produção dos poços, particularmente nos poços direcionais e de alcance estendido. A capacidade de distinguir os tipos de poros permite que as completações sejam bem feitas nas zonas de produção de hidrocarbonetos. O método também ajuda os engenheiros a perceberem quais camadas estão suscetíveis à infiltração de água precoce.

A integração dos perfis de ECS e de CMR com o conjunto de perfis e de dados dos testemunhos convencionais, permitiram interpretações mais rigorosas da textura dos carbonatos do Oriente Médio e de Bombay High e dos registros diagenéticos realizados até o momento. E ainda mais importante, os estudos em conjunto e detalhados forneceram uma solução para os problemas de interpretação permanentes em ambas as regiões. Os grupos de estudo recomendam que os novos poços sejam avaliados de forma similar à forma como foi feita com os poços dos dois estudos. O conjunto ótimo de perfis inclui os perfis de CMR e de ECS, e ainda os perfis rotineiros de resistividade, raios gama, densidade e nêutrons (VISSAPRAGADA et al., 2001).

4.3. Discussões

A confiabilidade na interpretação dos perfis continuará a crescer na medida em que mais poços são avaliados nestes campos e em outros que produzam a partir de formações similares. Para a caracterização e simulação de reservatórios em produção, é fundamental uma maior confiabilidade na interpretação de poços individuais, uma vez que a aquisição de testemunhos de todos os poços não é economicamente viável. Os estudos integrados dos perfis e dos testemunhos fornecem importantes dados de referência para a análise de poços em campos onde não há testemunhos.

A melhor compreensão dos reservatórios, alcançada graças às iniciativas dos grupos de pesquisa, pode ser aplicada imediatamente às operações. Com base nos resultados das pesquisas, é possível adaptar as ferramentas desenvolvidas para os reservatórios de petróleo, com o objetivo de serem utilizadas na avaliação de rochas que armazenam gás.

É possível aplicar alguns resultados dos estudos de caso da SDR aos estudos dos reservatórios clásticos, já que existem analogias entre os carbonatos e certos reservatórios clásticos. Por exemplo, um trabalho em execução sobre arenitos confirma a presença de microporos associados com películas de argilas e grãos parcialmente dissolvidos. É evidente que os grupos de pesquisa e de operações podem beneficiar-se com a divulgação dos resultados não-confidenciais de seus trabalhos.

Entre os benefícios do estudo de Bombay High, estão (1) a melhor compreensão da formação L-III, particularmente da sua heterogeneidade e de seus efeitos na transmissibilidade dos fluidos, (2) o desenvolvimento de um enfoque petrofísico rigoroso, e (3) a avaliação da aplicabilidade da nova metodologia para conjuntos de dados mais antigos e menos abrangentes. A ONGC reconheceu a importância dos dados de ECS e de CMR para a estimativa do volume de argila. Estes resultados podem ser incorporados em futuras estratégias de produção.

5. Conclusões

O estudo dos reservatórios carbonáticos brasileiros, em especial da Bacia de Santos, demonstra o elevado potencial do país para exploração de petróleo a partir destes reservatórios. A evolução dos estudos para compreensão do fluxo no meio poroso dos carbonatos, aliada às novas descobertas de reservas brasileiras, resultará num maior interesse na exploração e produção dos reservatórios carbonáticos, bem como no desenvolvimento de técnicas para avaliação das formações e para identificação das zonas de alta permeabilidade.

Apesar dos enormes desafios de interpretação e de operação existentes nos reservatórios carbonáticos, em função de sua complexidade e heterogeneidade, os estudos de caso evidenciaram a necessidade da integração de todos os dados disponíveis da formação e da seleção rigorosa de ferramentas de avaliação. A clareza na compreensão do fluxo em meio poroso é essencial para a alocação e produção dos poços nos campos petrolíferos.

O desenvolvimento de uma metodologia integrada de caracterização dos reservatórios carbonáticos permitiu a melhor compreensão deste importante tipo de reservatório, o qual certamente terá uma participação cada vez mais expressiva na exploração e na produção brasileira de petróleo e gás.

7. Referências Bibliográficas

- AHR, W. M. et al. **Confrontando el intrincado tema de los carbonatos**. Oilfield Review. 14p. 2005.
- AKBAR, M. et al. **Classic Interpretation Problems: Evaluating Carbonates**. Oilfield Review. 20p. 2005.
- AKBAR, M. et al. **Evaluación de yacimientos carbonatados**. Oilfield Review. 24p. 2001.
- BIZZI, L. A. et al. (Ed.). **Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil**. Textos, Mapas & SIG. Serviço Geológico do Brasil – CPRM. Editora da Universidade de Brasília, 2003.
- CAYEUX, L. **Carbonate rocks (limestones and dolomites)**. Darien: Hafner, 1970. 506 p.
- DURHAM, L. S. **Saudi Arabia's Ghawar Field – The Elephant of All Elephants**. Tulsa: AAPG Explorer, v. 26, n. 1, p. 4, Janeiro 2005.
- ECS Elemental Capture Spectroscopy Sonde. Schlumberger. Disponível em: <http://www.slb.com/media/services/evaluation/petrophysics/porosity/ecs_brochure.pdf>. Último acesso: 13/11/2007.
- FMI Fullbore Formation Microimager. Schlumberger, 2004. Disponível em: <http://www.slb.com/media/services/evaluation/geology/fmi_ds.pdf>. Último acesso: 13/11/2007.
- HAM, W.E. (Ed.). **Classification of carbonate rocks – A symposium**. American Association of Petroleum Geologists, Memoir 1. Tulsa: AAPG, 1962. 279 p.
- HULL, C.; WARMAN, H. R. **Asmari oil fields of Iran**. Geology of giant petroleum fields. Tulsa: AAPG Memoir, n.14, 1970.
- LIPPMANN, F. **Sedimentary carbonate minerals**. New York: Springer-Verlag, 1973. 228 p. (Minerals, rocks and inorganic materials: 6).
- LUCIA, F.J. **Carbonate reservoir characterization**. New York: Springer, 1999. 226p.
- MIO, E.; CHANG, H. K.; CORRÊA, F. S. **Integração de métodos geofísicos na modelagem crustal da Bacia de Santos**. São Paulo: Revista Brasileira de Geofísica, V.23, n. 3, Julho/Setembro 2005.
- MITRA, S. et al. **Three dimensional structural modelo of the Cantarell and Sihil structures**. Mexico: AAPG Bulletin, v. 89, n. 1, p. 1-26, Janeiro 2005.
- RANGEL, H. D. et al. **Bacia de Campos**. Boletim de Geociências da Petrobras, V.8, 1994. No.1. pp. 203- 218.

TUCKER, M. E.; BATHURST, R. G. C. (Ed.). **Carbonate diagenesis**. Boston: Publishers Business Services, 1990. 312 p. (Reprint series v. 1 of the International Association of Sedimentologists).

VIEIRA, J. **Nona Rodada de Licitações Bacia de Santos**. Brasil Round 9. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. 2007. Disponível em : www.brasil-rounds.gov.br/round9/seminario_tecnico.asp

VISSAPRAGADA, M.A.B. et al. **A snapshot of carbonate reservoir evaluation**. Oilfield Review. 22p. Winter 2001.

Bibliografia Complementar

AL-ANZI, E. et al. **Positive Reactions in Carbonate Reservoir Stimulation**. Oilfield Review. 18p. Winter 2003/2004.

BATHURST, R. G. C. **Carbonate sediments and their diagenesis**. New York: Elsevier, 1971. 620 p. (Developments in sedimentology: v. 12).

CARBONATE facies and reservoir heterogeneity [video]: the value of modern analogs. Produzido por P. M. Harris. Tulsa : AAPG, 1989. 1 videocassete (51min), 4i vhs, son., color.

SHECAIRA, F.S. **Conexão Pravap**, ano 5, n. 20, Junho 2005. Disponível em: <<http://www.energia.unifacs.br/Pravap20.pdf>>. Acesso em: 16 Ago. 2007.

SPADINI, A.R.; MARÇAL, R.A. **Porosidade em Reservatórios Carbonáticos: algumas considerações**. B. Geoci. Petrobras, Rio de Janeiro, v. 13, n.1, p. 129-138, nov. 2004/maio 2005.