



Universidade do Estado do Rio de Janeiro

Centro de Tecnologia e Ciências

Faculdade de Geologia

Sirlei Aparecida de Oliveira


Fundamentos da exploração de petróleo e gás natural e análise geoeconômica da matriz energética brasileira atual e projeções futuras

Rio de Janeiro

2011

Sirlei Aparecida de Oliveira

Fundamentos da exploração de petróleo e gás natural e análise geoeconômica da matriz energética brasileira atual e projeções futuras



Tese apresentada, como requisito para obtenção do título de Doutor, ao Programa de Pós-Graduação da Faculdade de Geologia, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Análise de Bacias e Faixas Móveis.

Orientadores: Prof. Dr. Jorge Carlos Della Favera

Prof. Dr. James Randall Kahn

Rio de Janeiro

2011

CATALOGAÇÃO NA FONTE
UERJ / REDE SIRIUS / BIBLIOTECA CTC/C

- O48 Oliveira, Sirlei Aparecida de.
Fundamentos da exploração de petróleo e gás natural e análise geoeconômica da matriz energética brasileira atual e projeções futuras / Sirlei Aparecida de Oliveira. – 2011.
325 f.
- Orientadores: Jorge Carlos Della Fávera
James Randall Kahn.
- Dissertação (Mestrado) - Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Faculdade de Geologia.
Bibliografia.
1. Petróleo - Geologia – Brasil - Teses. 2. Gás natural - Geologia – Brasil - Teses. 3. Recursos energéticos - Brasil - Teses. 4. Camada pré-sal - Teses. 5. Bacias sedimentares – Teses. I. Della Fávera, Jorge Carlos. II. Kahn, James Randall. III. Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Faculdade de Geologia. IV. Título.
- CDU 553.982:338(81)

Autorizo, apenas para fins acadêmicos e científicos, a reprodução total ou parcial desta tese.

Assinatura

Data

Sirlei Aparecida de Oliveira

Fundamentos da exploração de petróleo e gás natural e análise geoeconômica da matriz energética brasileira atual e projeções futuras

Tese apresentada, como requisito para obtenção do título de Doutor, ao Programa de Pós-Graduação da Faculdade de Geologia, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Análise de Bacias e Faixas Móveis.

Aprovada em 28 de fevereiro 2011

Prof. Dr. James Randall Kahn (Orientador)

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Jorge Carlos Della Favera (Orientador)

Faculdade de Geologia da UERJ

Prof. Dr. Nely Palermo

Faculdade de Geologia da UERJ

Prof. Dr. Gilson Ezequiel Ferreira

Centro de Tecnologia Mineral - CETEM

Prof. Dr. Francisco Rego Chaves Fernandes

Centro de Tecnologia Mineral- CETEM

Prof. Dr. Marco André Malmann Medeiros

Faculdade de Geologia da UERJ

Rio de Janeiro

2011

DEDICATÓRIA

Ao Dimitry e a Anna-Katharina por compreenderem as ausências e momentos de estresse.

AGRADECIMENTOS

A minha filha Anna-Katharina e ao meu marido Dimitry por trazerem tantas alegrias durante o desenvolvimento deste trabalho.

Ao amigo Marco André os meus sinceros agradecimentos a este geólogo admirável. Obrigado por tudo. Por me orientar em muitos momentos durante a realização deste trabalho, pelos conhecimentos transmitidos e pelo apoio incondicional sempre.

Aos professores Della-Fávera e Antônio Thomaz pelas observações e sugestões sempre valiosíssimas e pertinentes ao longo de todos os anos despendidos na realização deste trabalho.

As amigas de doutorado, Gabriela, Mary Luz e tantas outras que não foram aqui citados pelo apoio sempre presente.

A suprema felicidade da vida é a convicção de ser amado por aquilo que você é; ou, mais corretamente, de ser amado apesar daquilo que você é.

(Victor Hugo)

RESUMO

OLIVEIRA, Sirlei Aparecida de. *Fundamentos da exploração de Petróleo e Gás Natural e Análise Geoeconômica da Matriz Energética Brasileira Atual e Projeções Futuras*. 325 f. Tese (Doutorado em Geologia) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2011.

A análise da matriz energética mundial, assim como a brasileira, nos mostra que o gás natural representará em breve um importante insumo energético favorecendo a balança de pagamentos nacional, visto que o gás poderá ser usado tanto para consumo interno, quanto para exportação. O aumento das reservas nacionais de hidrocarbonetos se deve ao desenvolvimento de tecnologias, que favoreceram o conhecimento das bacias brasileiras quanto ao seu potencial produtor de combustíveis fósseis, permitindo a descoberta de novas jazidas. O amadurecimento do mercado nacional quanto ao consumo de gás natural passa pela construção de uma infraestrutura robusta, eficiente e que possibilite a captação, o armazenamento e distribuição do mesmo. O Brasil tem todos os requisitos necessários para adentrar ao seleto grupo de países exportadores de hidrocarbonetos, a descoberta do Pré-sal tende a incrementar a importância do gás natural para o país. Ao final do trabalho são descritos cenários futuros (quanto o consumo de energéticos), onde se vê que o consumo de energia para os próximos anos crescerá a taxas superiores as das duas últimas décadas. Análise destes cenários permite antecipar o interesse de futuros investimentos no desenvolvimento do conhecimento geológico para áreas promissoras.

Palavras-Chave: Fundamentos da Exploração. Petróleo. Gás Natural. Recursos Energéticos.
Matriz Energética

ABSTRACT

The analysis of global energy matrix, as well as Brazilian, shows that natural gas will soon represent an important source of energy promoting the national balance of payments, since the gas would be used for domestic consumption and export. The increase in national reserves of oil due to the development of technologies that promote knowledge of the Brazilian basins as the potential producer of fossil fuels, allowing the discovery of new deposits. The maturing of the domestic market as the consumption of natural gas involves the construction of a robust infrastructure, efficient and enabling the capture, storage and distribution of the product. Brazil has all the necessary requirements to enter the select group of oil exporting countries, the discovery of pre-salt tends to increase the importance of natural gas to the country. At the end of the paper described future scenarios (about the consumption of energy), where we can see that the energy consumption for the coming years will increase faster than the last two decades. Analysis of these scenarios let anticipate the interest of future investments in the development of geological knowledge to promising areas.

Keywords: Fundamentals of exploration. Petroleum. Gas Natural. Refuse Energy. Matrix Energy.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 -	Estrutura típica de um reservatório.....	23
Figura 2 -	Imagem de Titan feita pela sonda Huygens a 8 km de altura, mostrando drenagens e a linha de costa.....	25
Figura 3 -	Lagos de metano líquidos na superfície de Titan, observados em uma imagem de radar colorizada. Os menores detalhes observados possuem um diâmetro de 500 m.....	26
Figura 4 -	Acumulação de petróleo na rocha-reservatório.....	27
Figura 5 -	Origem da matéria orgânica dos oceanos atuais.....	30
Figura 6 -	Distribuição dos fitoplânctons nos oceanos atuais.....	31
Figura 7 -	Zonas de ressurgência atualmente existentes na terra (destacadas em vermelho).....	32
Figura 8 -	Ciclos necessários para geração de hidrocarbonetos.....	34
Figura 9 -	Fluxograma da evolução da matéria orgânica da sua origem até os depósitos sedimentares	35
Figura 10 -	Fluxograma esquemático mostrando a quantidade de matéria orgânica existente originalmente em uma rocha fonte e os HC gerados ao final de sua maturação.	37
Figura 11 -	Diagrama de Van Krevelen mostrando os diferentes tipos de querogênios.....	38
Figura 12 -	Esquema simplificado da formação de hidrocarbonetos em função da profundidade.....	41
Figura 13 -	Índice de coloração dos esporos indicando o grau de maturação da matéria orgânica.....	42
Figura 14 -	Condições de temperaturas necessárias para geração de hidrocarbonetos	44
Figura 15 -	Esquema das perdas ocorridas desde a geração dos hidrocarbonetos até as acumulações de interesse econômico.....	45
Figura 16 -	Migração primária ou expulsão	46
Figura 17 -	Formas de migração secundária para hidrocarbonetos.....	47

Figura 18 -	Migração secundária em detalhe.....	48
Figura 19 -	Fratura preenchida por óleo em folhelho da Fm. Candeias, Bacia do Recôncavo.....	50
Figura 20 -	Descontinuidades em diferentes escalas existentes dentro de um mesmo reservatório.....	52
Figura 21 -	Rochas reservatórios organizadas em diferentes tipos de trapas, as estruturais (A, B, C, H) e as estratigráficas (D, E, F, G).....	54
Figura 22 -	Posicionamento paleogeográfico no Devoniano médio A) da bacia do Apalache (norte americana), onde se depositou o folhelho Marcellus; B) das bacias brasileiras.....	57
Figura 23 -	Posicionamento das cartas estratigráficas das bacias estudadas no mapa paleogeográfico do Devoniano médio.....	58
Figura 24 -	Mapa dos Estados Unidos da América mostrando as bacias que contêm gás de folhelho.....	61
Figura 25 -	Exploração horizontal e vertical, por tipo de reservatório.....	62
Figura 26 -	Mapa do Brasil, apresentando as bacias intracontinentais e das margens continentais equatorial e oriental.....	64
Figura 27 -	Carta estratigráfica da bacia do Amazonas mostrando os principais intervalos geradores do Paleozóico.....	65
Figura 28 -	Carta estratigráfica da bacia do Solimões mostrando os principais intervalos geradores.....	66
Figura 29 -	Carta estratigráfica da bacia do Parnaíba mostrando os principais intervalos geradores.....	69
Figura 30 -	Carta estratigráfica da bacia do Paraná mostrando os principais intervalos geradores.	70
Figura 31 -	Carta de eventos mostrando os principais intervalos geradores.....	72
Figura 32 -	Evolução no preço do gás natural no mercado spot.....	76
Figura 33 -	Classificação de recursos e reservas.....	80
Figura 34 -	Curvas representando categorias de óleo avaliadas.....	82
Figura 35 -	Curva do peak do petróleo segundo Hubbert.....	83

Figura 36 -	Métodos de estimação adequados ao estágio da atividade exploratória.....	89
Figura 37 -	Macro processos do ciclo de vida de um campo de petróleo.....	96
Figura 38 -	Modelo esquemático dos reservatórios do pré-sal.....	97
Figura 39 -	Modelo esquemático mostrando o posicionamento dos reservatórios do pré-sal.....	97
Figura 40 -	Das perfurações realizadas 80% está convertido em sucesso – descobertas.....	98
Figura 41 -	Modelo de exploração proposto para o pré-sal.....	99
Figura 42 -	O esforço exploratório nas bacias sedimentares.....	101
Figura 43 -	Percentual de recuperação por método empregado.....	105
Figura 44 -	Estimativa de reservas no mundo considerando área do pré-sal.....	107
Figura 45 -	Mapa da Bacia de Santos, dados 8ª rodada de licitação.....	108
Figura 46 -	a)Produção de gás natural na bacias sedimentares brasileiras -b)Produção de petróleo no território brasileiro.....	46 110
Figura 47 -	a) Blocos licitados pela ANP b) Seqüência dos blocos licitados Bacia do Ceará.....	111
Figura 48 -	Blocos da 5ª rodada licitação da ANP que compõem de a bacia de Potiguar.....	113
Figura 49 -	Localização da bacia de Sergipe- Alagoas.....	115
Figura 50 -	Localização da bacia de Camamu – Almada.....	117
Figura 51 -	Localização da bacia de Jequitinhonha	118
Figura 52 -	Localização da bacia do Espírito Santo.....	119
Figura 53 -	Localização da bacia de Campos.....	122
Figura 54 -	Localização da bacia de Santos.....	124
Figura 55 -	Localização da bacia da Foz do Amazonas.....	125
Figura 56 -	Localização da bacia de Barreirinhas	126

Figura 57 -	Localização da bacia de Pará-Maranhão.....	126
Figura 58 -	Localização da bacia de Pelotas.....	128
Figura 59 -	Projeção entre produção e consumo de petróleo desde 1990 á 2020.....	134
Figura 60 -	Integração dos maiores centros consumidores de gás natural	135
Figura 61 -	Preços médios Preços médios praticados no comércio internacional gás natural (Europa, Ásia e África do Norte).....	136
Figura 62 -	Consumo de energia distribuído por setor econômico no Brasil.....	139
Figura 63 -	O PIB influencia fortemente o consumo de energia.....	141
Figura 64 -	Consumo de bens duráveis televisão por países em desenvolvimento	142
Figura 65 -	Oferta de novos equipamentos e o consumo de energia.....	142
Figura 66 -	Variações de temperatura ao longo do período histórico.....	143
Figura 67 -	Emissões de carbono por região do globo.....	145
Figura 68 -	Projeção de emissão de gases até 2030 mantido os índices de desenvolvimento atual deve aumentar 97%.....	146
Figura 69	Evoluções nos preços e os fatos que influenciaram a história do petróleo.....	153
Figura 70 -	Preços internacionais do petróleo em dólar corrente e em dólar de 2003.....	154
Figura 71 -	Projeções de Marchetti mostrando a evolução real da participação das fontes energéticas na matriz energética mundial.....	157
Figura 72 -	Amostra de areia betuminosa.....	158
Figura 73 -	Triângulo dos recursos. A dificuldade exploratória aumenta de baixo para cima.....	161
Figura 74 -	A evolução do ferro de passar e o seu aumento de eficiência energética	165
Figura 75 -	Os setores por consumo de energéticos - transporte tende a aumentar o consumo.....	171

Figura 76 -	Emissões de gases do efeito estufa por setor.....	182
Figura 77 -	Evolução das reservas de petróleo e gás natural.....	189
Figura 78 -	Reservas de gás natural proposta com base em dados da BP.....	191
Figura 79 -	Comparação entre as duas Leis que norteiam o setor de gás.....	192
Figura 80 -	O Brasil em 1997 apresentava uma situação emergente, em 2008 esta no estagio de transição.....	194
Figura 81 -	Emissões de CO ₂ por fonte geradora.....	196
Figura 82 -	Desenvolvimento das nações implicam em maior consumo de energético	197
Figura 83 -	Oferta Total Disponível de Gás Natural no Brasil Set/98 – Dez/06	198
Figura 84 -	Evolução das reservas de petróleo e gás no mundo.....	199
Figura 85 -	Reservas provadas de gás natural.....	200
Figura 86 -	Preço do gás natural outubro/2009.....	201
Figura 87 -	Projeções de contratos de entrega de gás natural.....	204
Figura 88 -	Produção prevista para bacias brasileiras.....	204
Figura 89 -	Relação oferta energetica e PIB.....	206
Figura 90 -	Importação de gás natural no periodo de 2000-2008, mês a mês...	207
Figura 91 -	Produção de gás natural no território brasileiro no período de 2000-2008.....	207
Figura 92 -	Configuração dos gasodutos dentro do território brasileiro.....	210
Figura 93 -	a) Apresenta os gasodutos existentes no Brasil b) Apresenta os gasodutos considerados existentes.....	211
Figura 94 -	Traçados aprovados pela ANP para construção.....	213
Figura 95 -	O crescimento demográfico vs demanda por energia.....	214

Figura 96 -	Emissões de CO ₂ do Brasil com relação a media internacional.....	217
Figura 97 -	A praticidade do gás favorece seu uso em diversos segmentos brasileiros	222
Figura 98	Potencial de penetração do Gás Natural em diferentes.....	222
Figura 99 -	Demanda nacional de gás natural.....	227
Figura 100 -	Espera-se um forte incremento nas importações destes países, sendo que em 2025 a China deverá ultrapassar as importações dos Estados Unidos.....	231
Figura 101 -	Balanco de consumo do gás natural (Milhões m ³ /dia).....	233
Figura 102 -	Países consumidores de gás natural no mundo.....	238
Figura 103 -	Infra estrutura disponível para a logística do gás natural.....	240
Figura 104 -	a) Gasodutos em operação, b) Gasodutos projetados, c) Gasodutos em construção.....	244
Figura 105 -	Infra estrutura e Empresas de Transporte de Gás Natural no Brasil	246
Figura 106 -	O Brasil em 1997 apresentava uma situação emergente, já em 2008, se encontrava no estagio de transição.....	256
Figura 107 -	Aumento no consumo de energia para o horizonte de 50 anos.....	258
Figura 108 -	Sem investimentos em eficiência as emissões em CO ₂ podem aumentar de 3.8 Gt em 2020 para 13.8 Gt em 2030.....	260
Figura 109 -	O Peak do petróleo segunda a IEA será atingido em 2030.....	261
Figura 110 -	No período considerado mantido o consumo atual em 2025 o gás natural superaria o consumo de petróleo.....	262
Figura 111-	Sem investimentos na eficiência dos energéticos as taxas de CO ₂ podem aumentar de 3.8 Gt em 2020 para 13.8 Gt em 2030.....	264
Figura 112-	Estimativas de produção para o pré-sal.....	266

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 -	Estágio de maturação da matéria orgânica.....	40
Tabela 2 -	Unidades estratigráficas com folhelhos geradores nos EUA...	60
Tabela 3 -	Classificação de reservas SPE/WPC/AAPG.....	79
Tabela 4 -	Princípios para utilização das abordagens na estimativa de reservas.....	92
Tabela 5 -	Consumo de energia elétrica em diferentes países (consumo Kwh / habitante).....	132
Tabela 6 -	Percentual de crescimento populacional.....	139
Tabela 7 -	Emissão de CO ₂ por grupo de países segundo a renda incluindo Brasil e América Latina & Caribe.....	147
Tabela 8 -	Emissões de CO ₂ - a partir de Combustíveis Fósseis.....	148
Tabela 9 -	Coefficientes de emissão de gases tóxicos por combustível (Gg/Ktep).....	149
Tabela 10 -	Principais fontes geradoras de energia.....	152
Tabela 11 -	Potencial de Redução de Perdas na Transformação Elétrica (Twh/ano).....	168
Tabela 12 -	Custo de geração de eletricidade na Europa (Euro cents/kwh a preços 1990).....	169
Tabela 13 -	Vantagens na utilização do Gás Natural.....	188
Tabela 14 -	Vendas Médias Mensais de Gás das Distribuidoras por Segmento (mil m ³ /dia).....	202
Tabela 15 -	Contaminantes presentes no Gás.....	220
Tabela 16 -	Estabelecimento de preço para o GNL.....	235
Tabela 17 -	Tipos de estocagem subterrânea de gás natural no mundo em	

	1969.....	252
Tabela 18 -	Tipos de estocagem subterrânea de gás natural no mundo em 1999.....	252
Tabela 19 -	Comparação entre características físicas da estocagem.....	253
Tabela 20 -	Comparação entre custos de estocagem.....	254

SUMÁRIO

	INTRODUÇÃO.....	20
1	GEOLOGIA DOS HIDROCARBONETOS.....	23
1.1	Origem do petróleo.....	23
1.1.1	<u>Similaridade da atmosfera terrestre com a de Titan.....</u>	24
1.2	Fatores condicionantes da ocorrência de petróleo em bacias sedimentares.....	26
1.2.1	<u>Composição da matéria orgânica.....</u>	28
1.2.2	<u>Produção e preservação da matéria orgânica.....</u>	29
1.2.3	<u>Rocha geradora.....</u>	33
1.2.4	<u>Formação do querogênio.....</u>	35
1.2.5	<u>Conversão do querogênio em petróleo.....</u>	40
1.2.6	<u>Geração e migração do petróleo.....</u>	44
1.2.7	<u>Migração primária e secundária.....</u>	45
1.3	Rocha reservatório.....	48
1.3.1	<u>Porosidade e permeabilidade.....</u>	48
1.3.2	<u>Qualidade do reservatório.....</u>	51
1.4	Trapas.....	53
1.4.1	<u>Trapas e rochas selantes.....</u>	53
1.5	Folhelhos geradores de gás.....	55
2	EXPECTATIVAS BRASILEIRAS PARA DESENVOLVIMENTO DO SHALE GAS (GÁS DE FOLHELHO).....	56
2.1	Gás de folhelho.....	58
2.1.2	<u>A natureza dos reservatórios de folhelho com gás.....</u>	58
2.2	Poços que produzem gás de folhelho atualmente nos EUA.....	59
2.3	A tecnologia por trás do gás de folhelho.....	61
2.4	Gás em reservatório de folhelhos.....	63
2.5	Gás de folhelho no Brasil.....	63
2.6	Bacia do Amazonas.....	64
2.7	Bacia do Solimões.....	65
2.8	Bacia Parnaíba.....	67
2.9	Bacia do Paraná.....	69

2.10	Evolução termal das bacias analisadas e a associação com os eventos geradores	70
2.11	Shale gás no mundo.....	74
2.12	Shale gás e a incerteza quanto às margens futuras.....	75
3	RESERVAS DE PETRÓLEO	78
3.1	Classificação das reservas.....	78
3.1.1	<u>Reservas não provadas.....</u>	84
3.1.2	<u>Reservas provadas.....</u>	84
3.2	Métodos para estimativa de reservas.....	86
3.2.1	<u>Métodos analógicos.....</u>	88
3.2.2	<u>Métodos volumétricos.....</u>	88
3.2.3	<u>Métodos de performance.....</u>	89
3.2.4	<u>Métodos adicionais.....</u>	89
3.3	Reservatórios e seu valor econômico.....	92
3.4	Novos modelos de reservatórios.....	97
3.4.1	<u>Campos de petróleo no Brasil.....</u>	99
3.4.2	<u>Estratégia bem sucedida além da bacia de Campos.....</u>	102
3.4.3	<u>Revitalização de campos maduros.....</u>	102
3.5	Estimativa de reservas.....	103
3.5.1	<u>Calculo de reservas e métodos de produção.....</u>	103
4	O POTENCIAL DAS BACIAS SEDIMENTARES BRASILEIRAS.....	107
4.1	Expectativas para exploração onshore e offshore no Brasil.....	107
4.1.1	<u>Bacia do Ceará.....</u>	111
4.1.2	<u>Bacia de Potiguar.....</u>	112
4.1.3	<u>Bacia de Sergipe-Alagoas.....</u>	114
4.1.4	<u>Bacia de Camamú-Almada e Jequitinhonha.....</u>	116
4.1.5	<u>Bacia do Espírito Santos.....</u>	119
4.1.6	<u>Bacia de Campos.....</u>	121
4.1.7	<u>Bacia de Santos.....</u>	123
4.1.8	<u>Bacias do Norte do país.....</u>	125
4.1.9	<u>Bacia de Pelotas.....</u>	127
4.2	Nordeste traz grandes expectativas e Sudeste consolida seu papel.....	128
4.3	Considerações preliminares.....	129
5	MATRIZ ENERGÉTICA.....	131

5.1	A matriz energética nacional no contexto internacional.....	131
5.2	Os maiores consumidores de energia.....	135
5.3	Desenvolvimento vs demanda.....	137
5.4	Consumo de energia vs setor de consumo.....	139
5.5	Fatores que influenciam no consumo de energia.....	141
5.6	Fontes convencionais de energia.....	152
5.6.1	<u>Petróleo.....</u>	152
5.6.1.1	Fontes convencionais.....	153
5.6.1.2	Fontes não-convencionais.....	156
5.6.2	<u>Gás Natural.....</u>	158
5.6.2.1	Fontes convencionais de gás.....	159
5.6.2.2	Fontes não-convencionais de gás.....	160
5.6.3	<u>Hidroelétrica</u>	161
5.6.4	<u>Fontes complementares.....</u>	162
5.7	Transição da matriz energética.....	163
5.7.1	<u>Eficiência energética e redução de emissões de CO₂.....</u>	164
5.7.2	<u>Redução das perdas na transformação.....</u>	167
5.7.3	<u>Cogeração com gás natural.....</u>	169
5.7.4	<u>Setor petróleo.....</u>	170
5.7.5	<u>Setor transporte.....</u>	171
5.7.6	<u>Barreiras de mercado.....</u>	175
5.7.7	<u>A busca por novos caminhos.....</u>	176
5.7.8	<u>Desenvolvimento vs recursos financeiros.....</u>	177
5.8	Matriz energética brasileira.....	178
5.8.1	<u>Vulnerabilidade da hidroeletricidade.....</u>	180
5.8.2	<u>Perspectivas no horizonte 2030.....</u>	181
5.8.3	<u>Dificuldades para mudanças no padrão de consumo.....</u>	185
5.9	Considerações preliminares.....	186
6	O GÁS NATURAL.....	188
6.1	O gás natural na conjuntura brasileira.....	188
6.2	O gás natural e o desenvolvimento industrial.....	196
6.3	Eficiência energética.....	205
6.4	Dependência externa.....	206

6.5	Investimento no mercado do gás natural.....	208
6.6	Questões ambientais vs emissões de gases.....	215
6.7	Oferta vs demanda do gás natural.....	230
6.8	O gás natural um insumo energético.....	233
6.9	Novos desafios para o gás natural.....	234
6.10	Possíveis mercados de utilização para o gás natural.....	236
6.11	Considerações preliminares.....	241
7	TRANSPORTE DO GÁS NATURAL.....	242
7.1	Infra estrutura de transporte para o gás natural.....	242
7.1.1	<u>Aspectos gerais dos contratos de transporte no Brasil.....</u>	245
7.2	Alternativas para excesso de oferta e reduzida demanda.....	247
7.2.1	<u>Estocagem subterrânea</u>	247
7.2.1.1	Diferentes tipos de estocagem	248
7.3	O armazenamento subterrâneo de gás natural no mundo.....	250
8	PERSPECTIVAS DE CONSUMO DE HIDROCARBONETOS PARA OS PROXIMOS 30 ANOS	257
9	CONCLUSÃO.....	267
	REFERENCIAS.....	270
	ANEXO A - EVOLUÇÃO DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO.....	279
	ANEXO B - REGULAMENTO TÉCNICO Nº 001/2000	310

INTRODUÇÃO

Esta tese teve por objetivo analisar matriz energética brasileira, pois questão energética é uma preocupação presente em todas as economias do mundo moderno e, por esta razão, a segurança do abastecimento é o ponto fundamental das políticas energéticas de diversos países. Esta preocupação não se restringe apenas ao suprimento de petróleo e derivados, mas cada vez mais se tem seu escopo ampliado, na medida em que os países diversificam suas fontes de suprimento de energia. De fato, esta diversificação de energéticos também é fruto da busca pela redução da dependência externa e da garantia do suprimento.

No que diz respeito especificamente ao gás natural, a preocupação com relação ao suprimento é importante, pois este combustível tem apresentado um crescimento significativo nas matrizes energéticas de muitos países (dentre outros motivos, em função de suas vantagens ambientais), em especial no que diz respeito à sua utilização para a geração de eletricidade. Desta forma, países desenvolvidos e/ou em desenvolvimento que já apresentam importante consumo deste energético ou que têm previsão do aumento de sua demanda nos próximos anos olham com cautela para a questão da segurança do abastecimento.

OBJETIVOS

A decisão sobre a implantação de infraestruturas para a distribuição de gás natural é de natureza estratégica, envolvendo recursos significativos e apresentando os seus efeitos econômicos a longo prazo. O objetivo deste trabalho consiste em analisar os impactos econômicos que impactarão a economia como um todo, levando a um aumento significativo na utilização do gás natural na matriz energética brasileira. A análise realizada considerou as variáveis geológicas, logísticas além dos custos envolvidos de forma sistêmica em toda cadeia do mesmo.

Objetivos específicos

Como objetivos específicos podem ser listados:

- a) Analisar o potencial geológico das bacias passíveis de produção de hidrocarbonetos,

- b) Fazer uma avaliação da atual matriz energética brasileira e sua inserção na matriz energética mundial;
- c) Analisar criticamente a utilização do gás natural no Brasil, enfocando aspectos relacionados ao desenvolvimento sustentável;
- d) Definir as variáveis fundamentais que influenciam na implantação de infraestruturas de distribuição de gás natural;
- e) Validar o modelo proposto através da aplicação em cenários de estudo.

MÉTODO DE PESQUISA

O método tradicionalmente utilizado pelos geocientistas para realizar uma análise consiste essencialmente na observação seguida da coleta de dados. Segue-se uma avaliação e posterior criação de um modelo que explique os dados obtidos. Em sua grande maioria, os dados são estáticos, representam uma evolução que embora não tenha cessado, não afeta diretamente as pesquisas.

As análises econômicas se assemelham em muito aos procedimentos utilizados pelos geocientistas, ainda assim apresenta diferenças fundamentais no que se refere as metodologias utilizadas, principalmente por ter como objeto de estudos algo em constante evolução, onde a análise de fatos dispostos em uma série históricas podem alterar os resultados futuros.

Pesquisa bibliográfica

Inicialmente foi realizado um levantamento das publicações referentes ao objeto de estudo da pesquisa, tanto nos aspectos de fundamentos quanto do estado da arte. Sobre a utilização do gás natural, valendo-se de bibliotecas públicas e virtuais, bem como contatos com profissionais e pesquisadores da área.

Após o conhecimento das peculiaridades da problemática da distribuição do gás natural, foi possível definir, dentro de uma visão sistêmica, quais as variáveis mais importantes que estão relacionadas diretamente ao processo de implantação de infraestruturas para sua distribuição.

Obtenção e tratamento dos dados

Nesta etapa, procedeu-se a coleta de dados tanto junto aos órgãos competentes como também utilizando a Internet. A natureza diversa dos dados estabeleceu a necessidade de, inicialmente categorizar os mesmos e em seguida integrá-los de forma a poder realizar as análises necessárias a realização deste trabalho.

Os dados obtidos foram estudados utilizando-se tanto ferramentas de análise econômicas, quanto geológicas, com o objetivo de determinar as principais variáveis que afetam o comportamento do mercado de hidrocarbonetos, e em especial o mercado de gás.

Elaboração do modelo

Cumpridas as etapas anteriores foi possível formular e elaborar o modelo conceitual a ser utilizado, considerando sempre as variáveis escolhidas e as limitações de tempo e de dados existentes.

Com isto, espera-se que o trabalho possa contribuir para o processo de implantação de políticas com vias de implementar efetivamente o uso do gás natural aumentando a sua acessibilidade através da concepção de um modelo conceitual que se tornará uma ferramenta simples e confiável, facilmente aplicável a qualquer região, para apoiar a decisão estratégica de definir quais as infraestruturas de suprimento de gás natural que deverão ser efetivamente implantadas para atender a demanda e gerar menores custos.

1 A GEOLOGIA DOS HIDROCARBONETOS

1.1 Origem do petróleo

As primeiras teorias, que procuraram explicar a ocorrência do petróleo, postulavam uma origem inorgânica, a partir de reações que ocorreriam no manto. Ainda hoje existem autores que advogam uma origem inorgânica para o petróleo, seja a partir da polimerização do metano, proveniente do manto e migrado através de falhas ou a partir de reações equivalentes às empregadas na síntese de Fischer-Tropsch, e que encontrariam condições favoráveis à sua ocorrência nas zonas de subducção.

Diversos fatos, no entanto, favorece as teorias da origem orgânica para a maior parte dos hidrocarbonetos encontrados próximos à superfície da Terra, em especial para aqueles com dois ou mais átomos de carbono. Em primeiro lugar, quase todo o petróleo é encontrado em rochas reservatório de bacias sedimentares, como pode se observar na imagem esquemática da (Figura 1).

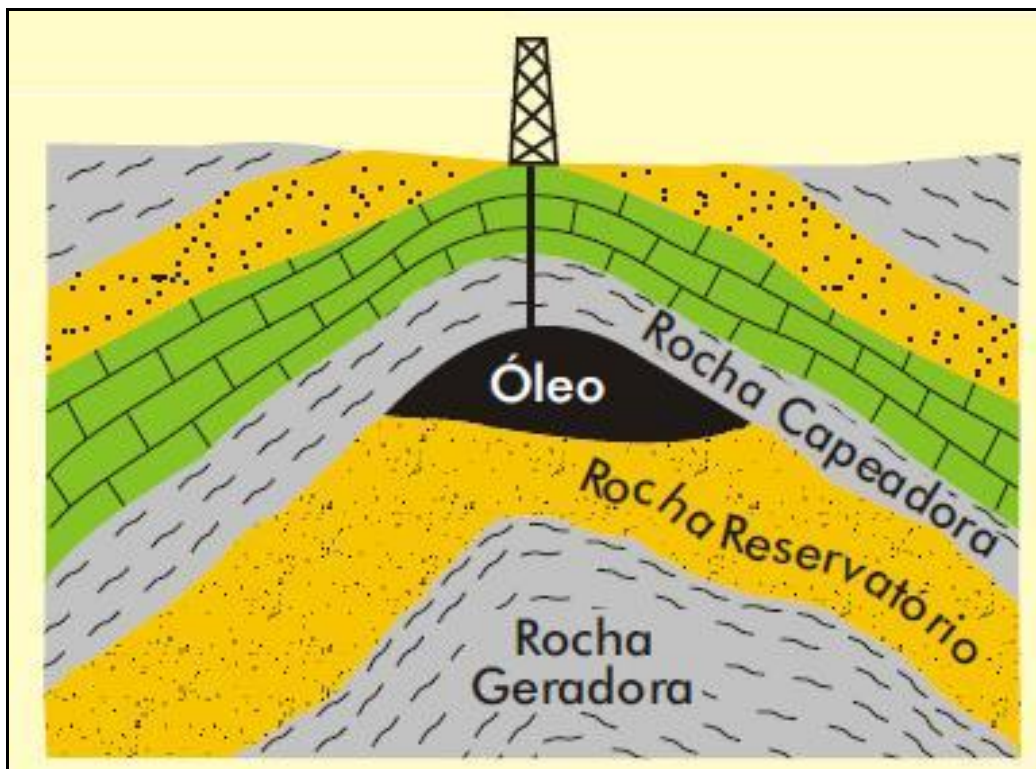


Figura 1 – Estrutura típica de um reservatório
Fonte: Decifrando a Terra (2000)

As ocorrências de petróleo em rochas do embasamento estão quase todas associadas a rochas sedimentares adjacentes. A presença e a quantidade de hidrocarbonetos em exalações provenientes de vulcões ou de falhas profundas durante terremotos são menos frequente e muito menor do que o esperado caso os mesmos tivessem uma origem mantélica.

Igualmente, existem também evidências químicas da origem orgânica, como a presença no petróleo de compostos cuja estrutura molecular é mesma de substâncias encontradas nos seres vivos (ex: os esteranos encontrados no petróleo são o produto da degradação dos esteróides encontrados nas algas).

Em suma, os dados disponíveis atualmente indicam que o petróleo é gerado a partir da transformação da matéria orgânica acumulada nas rochas sedimentares, quando submetida às condições térmicas adequadas. Cabe ressaltar que o metano pode ter origem inorgânica (proveniente do manto) ou orgânica (degradação da matéria orgânica), cada qual com características isotópicas distintas. Traços de hidrocarbonetos de origem inorgânica também são encontrados em meteoritos (em Titan, existe a presença de HC sólido e líquido, como mostrou a sonda da NASA).

1.1.1 Similaridade da atmosfera terrestre com a de Titan

A atmosfera de Titan é composta principalmente por azoto e depois por metano, que é o mais simples dos hidrocarbonetos. O azoto e o metano devem formar hidrocarbonetos mais complexos, num processo induzido pela luz solar ou pelas partículas energéticas da magnetosfera é a região em torno de um objeto celeste ocupada pelo seu campo magnético.

No entanto, como Titan é muito frio, os hidrocarbonetos complexos deveriam condensar-se e precipitar-se sobre a superfície da lua, pelo que é surpreendente encontrar uma quantidade tão grande deste tipo de elementos nas camadas superiores da atmosfera.

A descoberta foi realizada pela nave Cassini, que realizou uma série de vôos rasantes na lua de Saturno para obter uma quantidade maior de informações de sua superfície. Utilizando um processo de espectrografia com luz infravermelha, a nave consegue detectar os elementos químicos presentes na superfície e na atmosfera da lua.

Com esta confirmação a Terra e Titan são os únicos corpos celestes que apresentam lagos líquidos descobertos em sua superfície. A temperatura da superfície da lua é em torno de menos 184 graus celsius, o que não permite a presença de água líquida, porém, por sua característica química, o metano permanece líquido nesta temperatura.

Com a descida de um explorador avançado (sonda Huygens) até a superfície, foram enviadas imagens que mostravam padrões de drenagem e uma linha de costa em Titan (Figura 2).



Figura 2 - Imagem de Titan feita pela sonda Huygens a 8 km de altura, mostrando drenagens e a linha de costa

Fonte: ESA/NASA/JPL/University of Arizona

Além dos lagos em Titan foi confirmado um intensa evaporação, o que permite concluir que um ciclo hidrológico parecido com o que existe na Terra funciona também em Titan: chuvas, evaporação, tempestades. A diferença é que o ciclo na Terra é da água, mas neste planeta é com hidrocarbonetos, inclusive éter e metano (Figura 3).

Esta descoberta me fez rever uma idéia que me surgiu: para a vida na Terra é essencial a água líquida como solvente. Seria possível uma forma de vida completamente diferente baseado em outros líquidos? Se a resposta for sim, o metano poderia ser este líquido?

Encontrar água líquida em outro planeta seria uma descoberta fantástica, porém outro líquido como estes carbonetos não seria uma boa para outros tipos de vida.

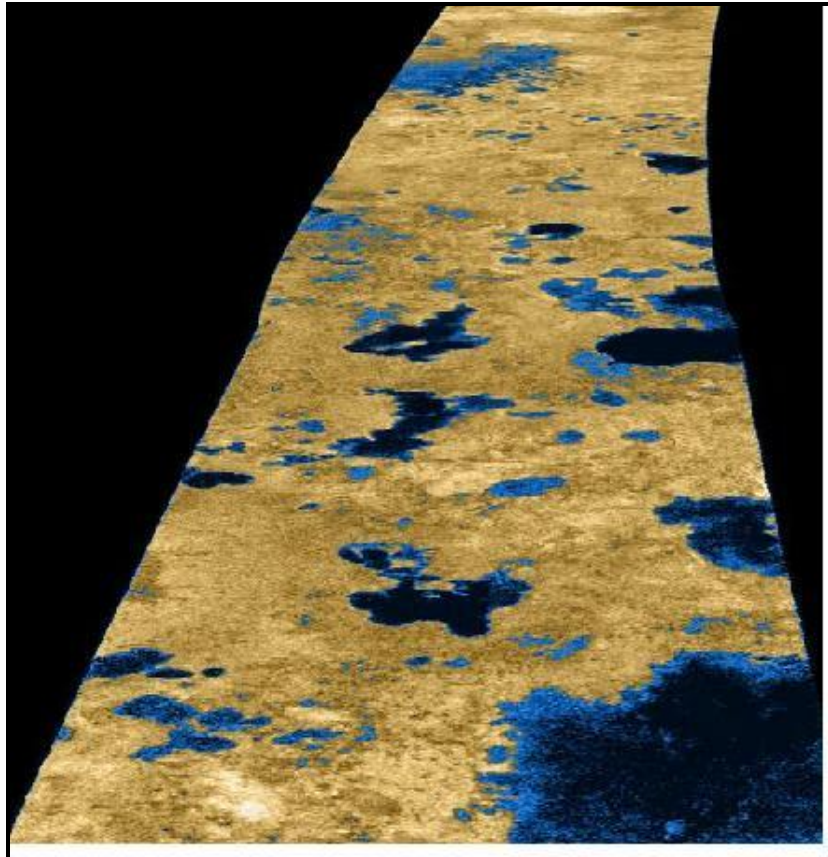


Figura 3 – Lagos de metano líquidos na superfície de Titan, imagem de radar colorizada. Os menores detalhes observados possuem um diâmetro de 500m.

Fonte: NASA/JPL/USGS

1.2 Fatores condicionantes da ocorrência de petróleo em bacias sedimentares

A formação de uma acumulação de petróleo em uma bacia sedimentar requer a associação de uma série de fatores:

- a) a existência de rochas ricas em matéria orgânica, denominadas de rochas geradoras;

- b) as rochas geradoras devem ser submetidas às condições adequadas (tempo e temperatura) para a geração do petróleo;
- c) a existência de uma rocha com porosidade e permeabilidade necessárias à acumulação e produção do petróleo, denominada de rochas reservatório;
- d) a presença de condições favoráveis à migração do petróleo da rocha geradora até a rocha reservatório;
- e) a existência de uma rocha impermeável que retenha o petróleo, denominada de rocha selante ou capeadora; e
- f) um arranjo geométrico das rochas reservatório e selante que favoreça a acumulação de um volume significativo de petróleo.

A (Figura 4), mostra um esquema da geração de HC desde a matéria orgânica até o seu trapeamento em um reservatório.

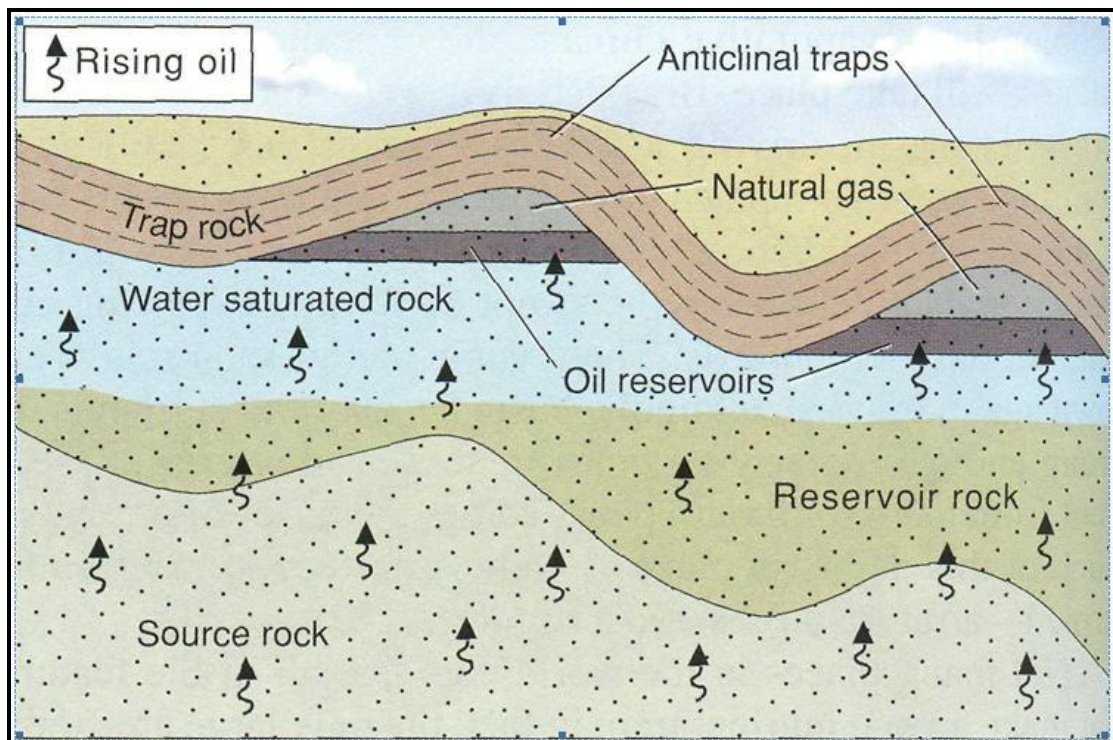


Figura 4 – Acumulação de petróleo na rocha-reservatório
 Fonte: [HTTP://oil.acumulation.org](http://oil.acumulation.org)

Uma acumulação comercial de petróleo é o resultado de uma associação adequada destes fatores no tempo e no espaço. A ausência de apenas um desses fatores inviabiliza a formação de uma jazida petrolífera.

1.2.1 Composição da matéria orgânica

Os organismos são de modo geral constituídos pelos mesmos compostos: lipídios, proteínas, carboidrato e, nas plantas superiores, lignina. A proporção entre estes compostos, no entanto, difere entre os diversos tipos de organismos.

Os lipídios englobam as gorduras e ceras, cujas funções são de armazenamento de energia e proteção das células, respectivamente. Praticamente insolúveis em água, as gorduras consiste na mistura de vários triglicerídeos, classificados quimicamente como ésteres.

Quando hidrolisados, os glicerídeos dão origem a glicerol e ácidos graxos. Já nas ceras, o glicerol é substituído por alcoóis complexos, bem como estão presentes alcanos com vários átomos de carbono. Além dos lipídios típicos, existem substâncias similares, como alguns pigmentos (ex: clorofila) e os terpenóides e esteróides, que cumprem funções protetoras das células.

As proteínas consistem basicamente em polímeros de aminoácidos, nos quais se encontra a maior parte do nitrogênio presente nos organismos. As proteínas podem atuar tanto como constituinte de diversos materiais (ex: músculos) como na forma de enzimas, catalisando as mais variadas reações bioquímicas.

Na presença de água e sob a ação de enzimas, as proteínas podem ser quebradas em seus aminoácidos individuais. Os carboidratos englobam os açúcares e seus polímeros (mono, oligo e polissacarídeos) e estão entre os compostos mais importantes nos seres vivos. Podem servir como fonte de energia ou como constituinte de plantas (celulose) e animais (quitina). Embora praticamente restrita aos vegetais superiores, a celulose é o carboidrato mais abundante na natureza. Insolúveis em água, os carboidratos podem ser hidrolisados, transformando se em açúcares como 5 ou 6 átomos de carbono, os quais são solúveis.

A lignina consiste basicamente em compostos poliaromáticos (polifenóis) de alto peso molecular, constituindo estruturas tridimensionais dispostas entre os agregados de celulose que constituem os tecidos das plantas. São sintetizados pelas plantas terrestres a partir da desidratação e condensação de alcoóis aromáticos.

Nos diversos grupos de organismos as abundâncias relativas desses compostos podem variar consideravelmente. As plantas terrestres, por exemplo, são constituídas principalmente por carboidrato (celulose, 30 a 50%) e lignina (15 a 25%), e secundariamente por proteínas e lipídios, enquanto o fitoplâncton marinho é composto predominantemente por proteínas (até 50%), lipídios (5 a 25%) e carboidratos (até 40%).

Mesmo entre compostos que ocorrem na proporção de ppm ou ppb (partes por milhão e por bilhão) são observados contrastes marcantes entre diferentes tipos de organismos. A diferença na distribuição e proporção relativa entre os compostos também se reflete na composição elementar da matéria orgânica.

Assim, a biomassa de origem continental é mais rica em oxigênio e mais pobre em hidrogênio do que a biomassa de origem marinha, uma vez que as plantas terrestres são constituídas principalmente por lignina e celulose, com alta proporção de compostos aromáticos e funções oxigenadas.

Como consequência, a matéria orgânica terrestre possui uma razão elementar H/C entre 1,3 e 1,5, enquanto a matéria orgânica marinha apresenta valores na faixa de 1,7 a 1,9. A composição da matéria orgânica preservada nas rochas sedimentares, entretanto, não depende apenas da natureza da biomassa dominante no paleoambiente, já que a composição original pode ser modificada por uma série de processos sin- e pós- deposicionais.

1.2.2 Produção e preservação da matéria orgânica

O ciclo do carbono constitui um dos mais importantes ciclos biogeoquímicos, não só por sua complexidade e abrangência, como pela importância econômica, na compreensão da origem e ocorrência de combustíveis fósseis. A maior parte do carbono orgânico nos ambientes aquáticos ocorre sob a forma de carbono dissolvido, sendo o restante construído de natureza particulada.

O carbono orgânico dissolvido, composto principalmente por substâncias húmicas, proteínas, carboidratos e lipídios (ESTEVEZ, 1988), consiste no produto da decomposição de plantas e animais e da excreção destes organismos. Já o carbono orgânico particulado

compreende a matéria orgânica em suspensão, incluindo a pequena fração representada pelos organismos vivos.

O principal mecanismo de produção de matéria orgânica é a fotossíntese, processo no qual água e dióxido de carbono são convertidos em glicose, água e oxigênio. A partir da glicose são formados os polissacarídeos e os outros compostos orgânicos necessários à vida.

Os maiores produtores de matéria orgânica nos ambientes aquáticos são os organismos fitoplanctônicos (Figura 5). Estima-se que a produção mundial de matéria orgânica de origem fitoplanctônica é de cerca de 550 bilhões de toneladas/ano, enquanto a matéria orgânica originada dos organismos bentônicos, por exemplo, não ultrapassa 200 milhões de toneladas/ano. Embora atualmente a produção primária de origem terrestre seja equivalente à aquática, a maior exposição ao oxigênio limita sua preservação.

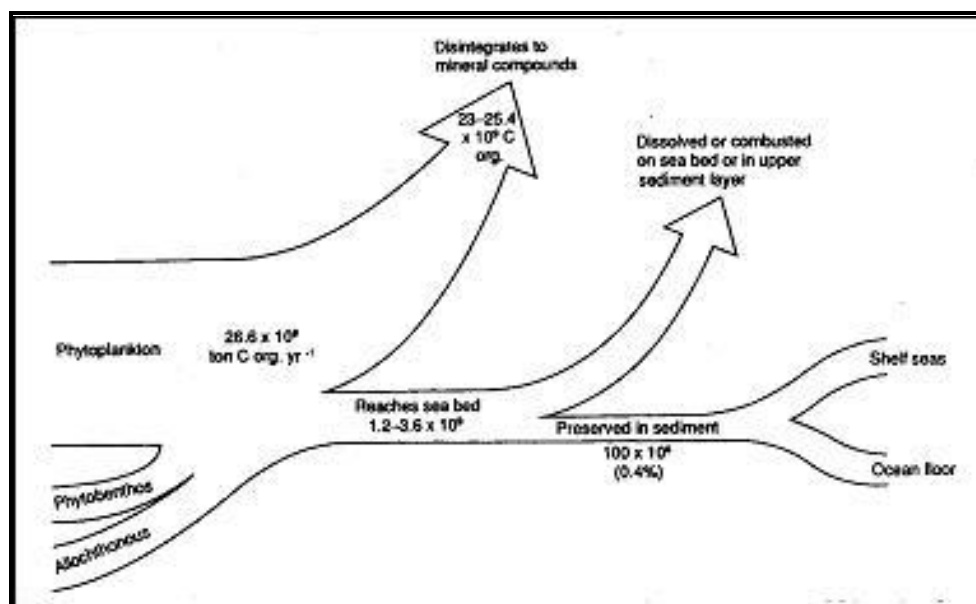


Figura 5 – Origem da matéria orgânica dos oceanos atuais
Fonte: Allen & Allen (1990)

No continente, as condições climáticas (temperatura, incidência de luz solar, umidade) constituem o principal fator condicionante da produtividade primária. De fato, nos ambientes desérticos ou polares a produtividade é baixa, enquanto nas regiões tropicais, a produtividade é alta.

Já no meio aquático, a produtividade primária é condicionada principalmente pela luminosidade, temperatura e disponibilidade de nutrientes (especialmente fósforo e nitrogênio), embora seja afetada também por uma série de fatores ambientais, como salinidade e pH (Figura 6).

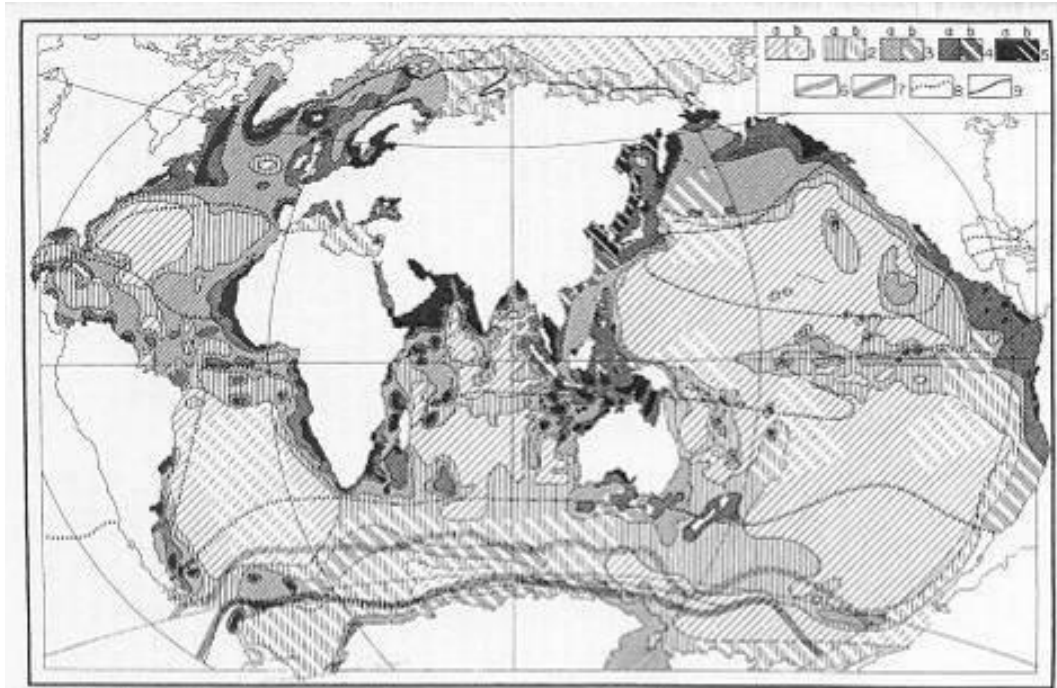


Figura 6 – Distribuição dos fitoplânctons nos oceanos atuais
Fonte: Romankevich (1984)

No que diz respeito à temperatura e salinidade, as melhores condições ocorrem nas zonas de clima temperado, onde a produtividade é mais alta do que nos mares polares ou equatoriais.

No caso do suprimento de nutrientes, a origem pode ser externa (descarga de grandes rios) ou interna (reciclagem da própria biomassa). No caso dos oceanos, a disponibilidade de nutrientes pode ser incrementada pelo fenômeno da ressurgência (Figura 7).

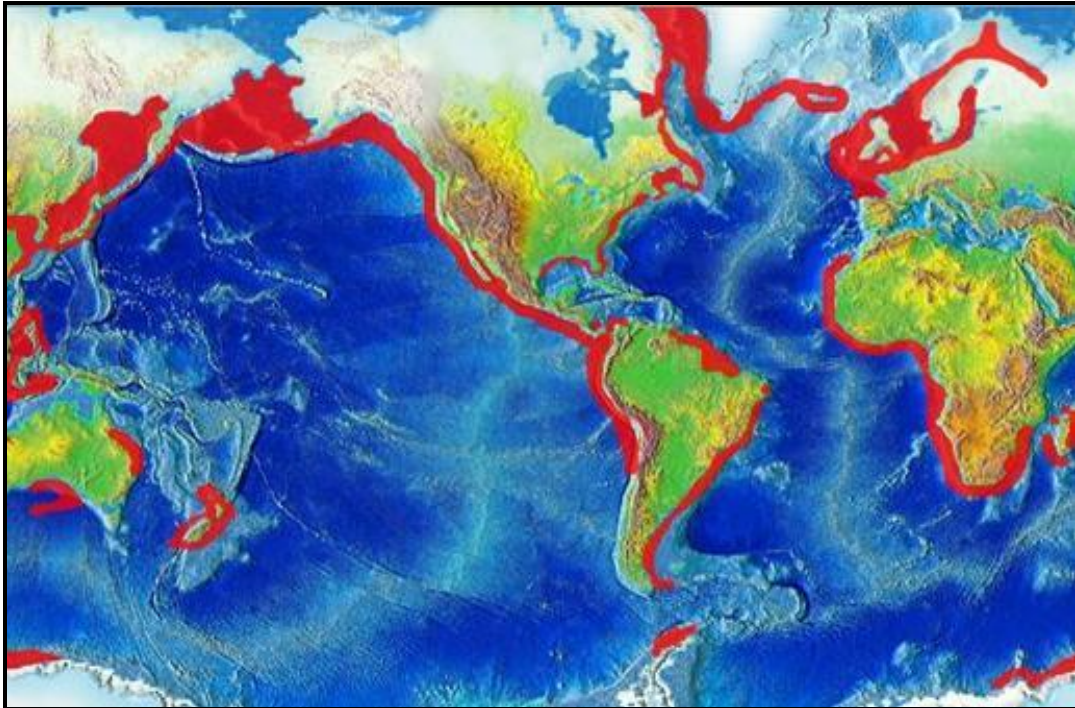


Figura 7 – Zonas de ressurgência atualmente existentes na Terra (destacadas em vermelho)

Fonte: National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA)

Devido à ação dos ventos e das correntes oceânicas, águas frias e ricas em nutrientes, vindas de áreas mais profundas, chegam às regiões costeiras acarretando um grande aumento da produtividade primária. A exposição da matéria orgânica ao oxigênio (em superfície) resulta na sua degradação.

Nos ambientes aquáticos, o grau de preservação da matéria orgânica depende da concentração de oxigênio e do tempo de trânsito da biomassa ao longo da coluna d'água e de exposição na interface água/sedimento.

Assim em águas óxicas a matéria orgânica tende a ser degradada, enquanto em águas anóxicas, há melhores condições de preservação. Em bacias cuja toda a coluna d'água é óxica, altas taxas de sedimentação podem auxiliar na preservação da matéria orgânica, retirando-a da interface água /sedimento.

A atividade de organismos heterotróficos também exerce importante papel no processo de degradação da matéria orgânica. Sob condições óxicas, as bactérias aeróbicas e de

organismos metazoários desempenham um importante papel na degradação da biomassa primária.

Sob condições disóxicas/anóxicas, a ação desses organismos é limitada ou mesmo eliminada, e a alteração da matéria orgânica passa a ser realizada por bactérias anaeróbicas, que empregam nitratos e sulfatos como agentes oxidantes. Já na ausência desses agentes oxidantes, a matéria orgânica é decomposta por bactérias metanogênicas.

Nos sistemas lacustres de água doce (onde é baixa a disponibilidade de sulfato) a metanogênese pode ser responsável, junto com a oxidação por oxigênio livre, pela decomposição da maior parte da matéria orgânica produzida.

Estima-se que em média 0,1% da matéria orgânica produzida pelos organismos fotossintéticos é preservada nos sedimentos. Os ambientes mais favoráveis à preservação da matéria orgânica são os mares restritos e lagos profundos.

1.2.3 Rocha geradora

Uma rocha geradora deve possuir matéria orgânica, em quantidade e qualidade adequada, submetida ao estágio de evolução térmica necessário para degradação do querogênio (Figura 8).

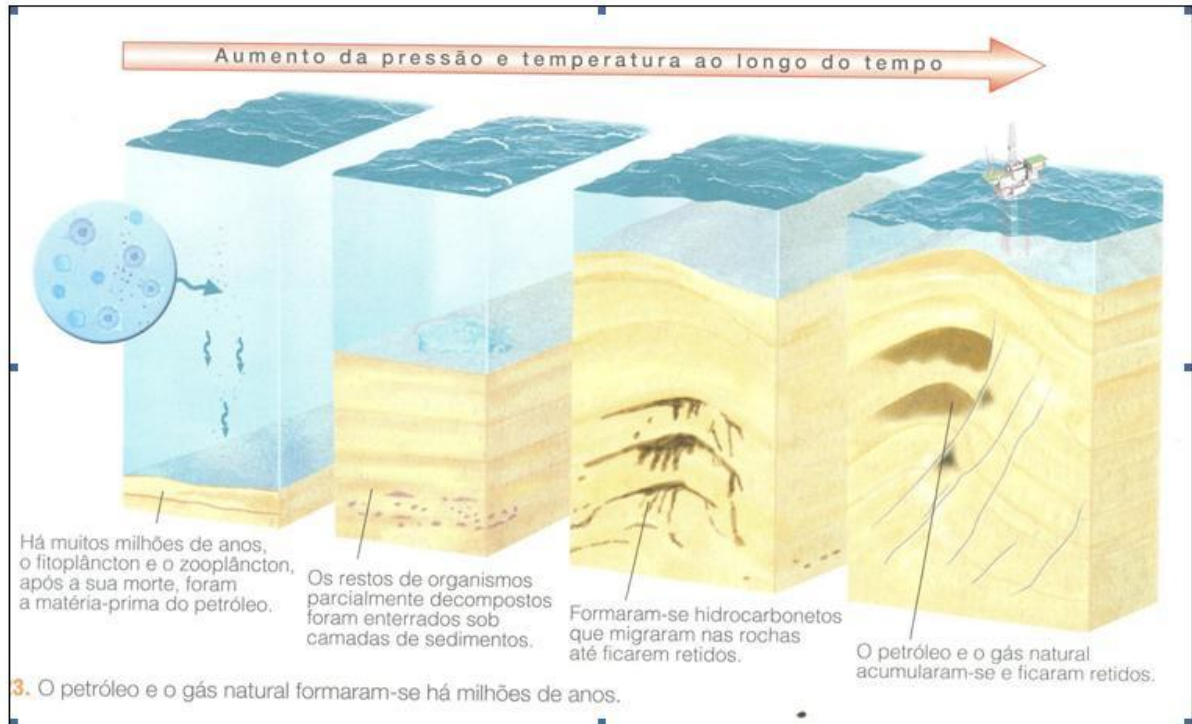


Figura 8 – Ciclos necessários para geração de hidrocarbonetos

Fonte: Decifrando a Terra (2000)

É aceito de modo geral, que uma rocha geradora deve conter um mínimo de 0,5 a 1,0% de teor de carbono orgânico total (COT).

Os aspectos volumétricos da rocha geradora (espessura e extensão lateral) também não devem ser ignorados, pois uma rocha com quantidade e qualidade da matéria orgânica adequadas pode ser, por exemplo, muito delgada para gerar quantidades comerciais de petróleo.

O termo matéria orgânica se refere ao material presente nas rochas sedimentares, que é derivado da parte orgânica dos seres vivos. A quantidade e qualidade da matéria orgânica presente nas rochas sedimentares refletem uma série de fatores, tais como a natureza da biomassa, o balanço entre produção e preservação de matéria orgânica e as condições físicas e químicas do paleoambiente deposicional.

1.2.4 Formação do querogênio

Após sua incorporação nos sedimentos e ainda submetida a pequenas profundidades e baixas temperaturas (até 1000m e 50°C), a matéria orgânica passa por uma série de transformações denominada de diagênese (Figura 9).

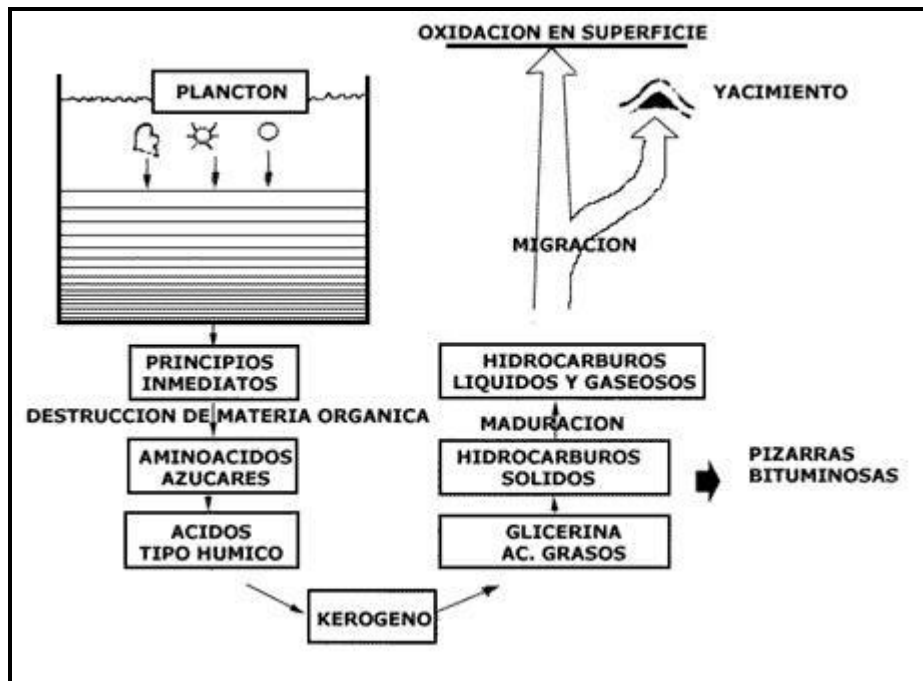


Figura 9 – Fluxograma da evolução da matéria orgânica da sua origem até os depósitos sedimentares

Fonte: Lewan (1994)

A diagênese tem início com a degradação bioquímica da matéria orgânica pela atividade de microorganismos (bactérias, fungos, etc) aeróbicos e anaeróbicos que vivem na porção superior da coluna sedimentar (principalmente no primeiro metro).

As proteínas e os carboidratos são transformados em seus aminoácidos e açúcares individuais, os lipídios são transformados em glicerol e ácidos graxos e a lignina, em fenóis e ácidos aromáticos.

As proteínas e os carboidratos são os compostos mais instáveis, enquanto os lipídios e a lignina são mais resistentes à degradação. Essas transformações são acompanhadas pela geração de dióxido de carbono, água e metano.

O resíduo da degradação microbiana passa em seguida por mudanças químicas (perda de grupos funcionais e polimerização), que resultam numa progressiva condensação e insolubilização da matéria orgânica. Ao longo deste processo, os biopolímeros (compostos sintetizados pelos organismos) são transformados nos geopolímeros encontrados nas rochas sedimentares.

Alguns lipídios e hidrocarbonetos sintetizados pelas plantas e animais resistem à degradação microbiana, sofrendo somente pequenas mudanças em sua composição e estrutura molecular. Estas substâncias, encontradas em sedimentos recentes e rochas sedimentares são chamadas de fósseis geoquímicos ou moleculares, marcadores biológicos ou biomarcadores.

O produto final do processo de diagênese é o querogênio, definido como a fração insolúvel da matéria orgânica presente nas rochas sedimentares. Além do querogênio, também há uma fração solúvel, composta por hidrocarbonetos e não-hidrocarbonetos derivados de biopolímeros pouco alterados, e denominada de betume. O querogênio é a forma mais importante de ocorrência de carbono orgânico na terra, sendo 1000 vezes mais abundante do que o carvão e o petróleo somados.

A relação entre a quantidade de matéria orgânica presente na rocha originalmente, a porção dessa que se transforma em querogênio e deste a porção que dá origem aos hidrocarbonetos, pode ser visualizado na (Figura 10). Esta figura permite observar que apenas uma ínfima parte da matéria orgânica original vai resultar na geração de hidrocarbonetos, veremos que o volume final é infinitamente inferior a quantidade de carbono originalmente depositada.

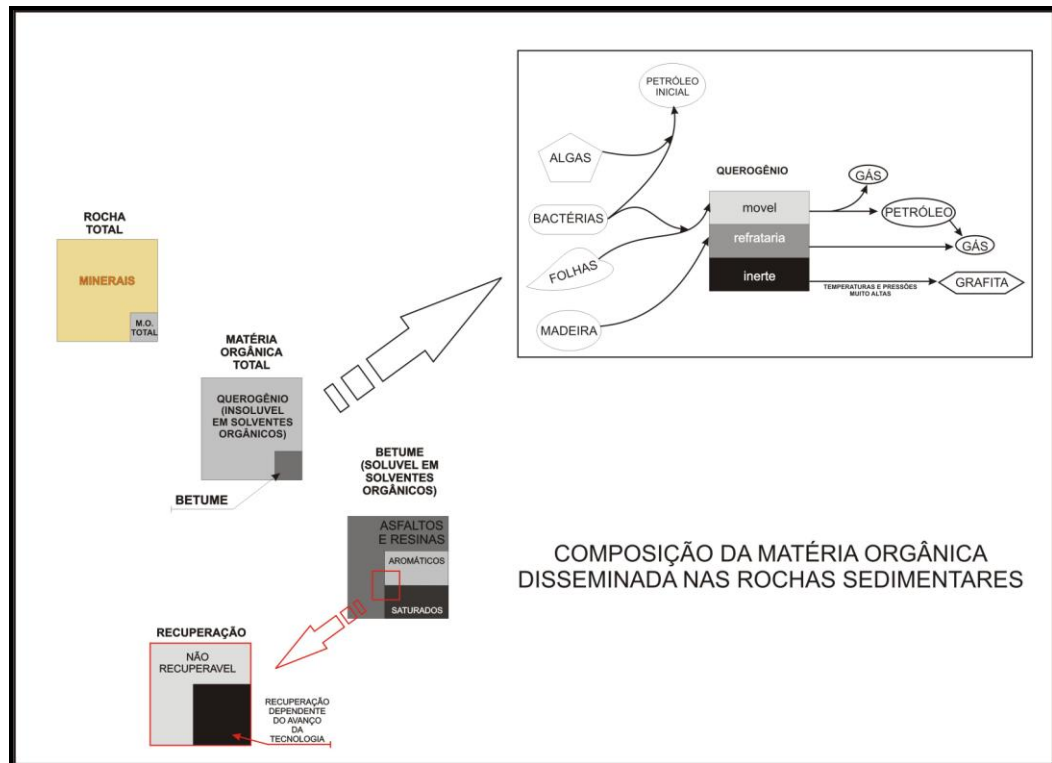


Figura 10 – Fluxograma esquemático mostrando a quantidade de matéria orgânica existente originalmente em uma rocha fonte e os HC gerados ao final de sua maturação.

Modificado de: Speight, (1998) & Lewan (1994)

A proporção entre os três elementos mais abundantes no querogênio (C, H e O) varia consideravelmente em função da origem e evolução da matéria orgânica. Com base nas razões elementares H/C e O/C e em dados químicos e petrográficos sendo possível classificar os querogênio como dos tipos I, II, III e IV, conforme proposto por Van Krevelen (Figura 11);

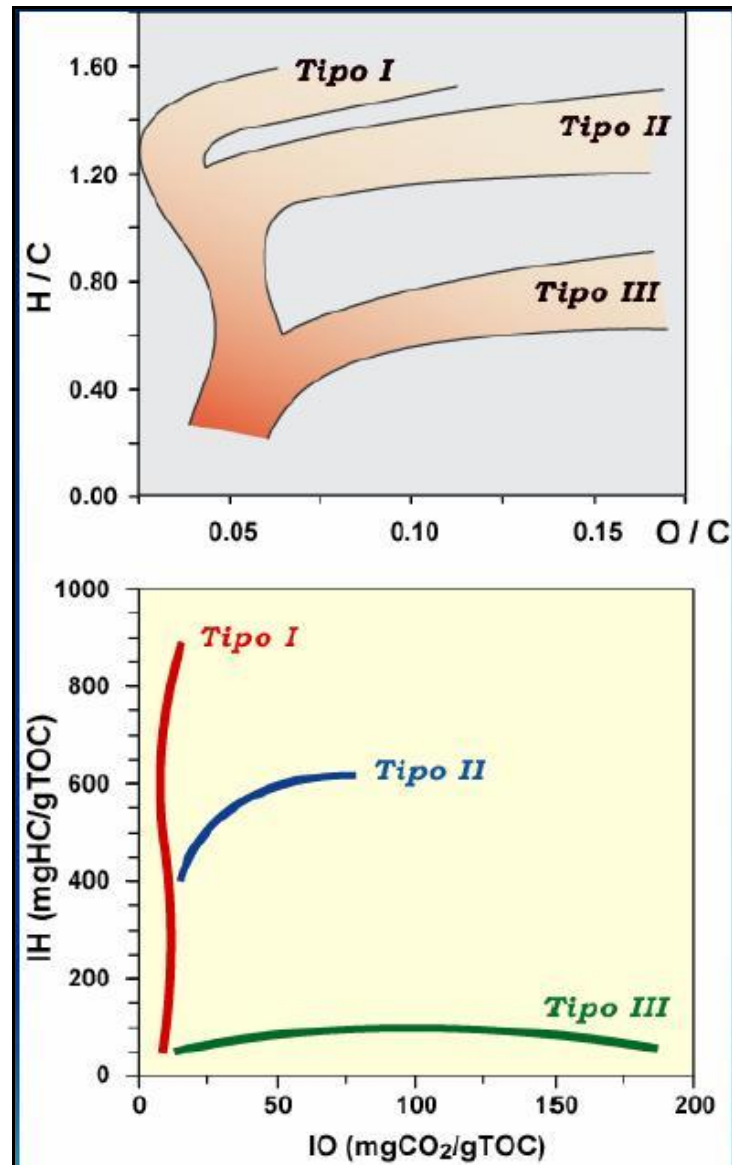


Figura 11 – Diagrama de Van Krevelen mostrando os diferentes tipos de querogênios
 Fonte: Lewan (1962)

- Tipo I Matéria orgânica lacustre
- Tipo II – Matéria orgânica marinha
- Tipo III – Matéria orgânica de plantas terrestre

O querogênio do tipo I é constituído predominantemente por cadeias alifáticas, com poucos núcleos aromáticos, rico em hidrogênio (alta razão H/C), é derivado principalmente de lipídios de origem algal. Normalmente encontrado em rochas geradoras depositadas em ambiente lacustre;

O querogênio do tipo II contém uma maior proporção de núcleos aromáticos, anéis naftênicos e grupos funcionais oxigenados. Conseqüentemente, é mais pobre em hidrogênio e mais rico em oxigênio do que o querogênio do tipo I. Geralmente derivado de matéria orgânica de origem marinha;

O querogênio do tipo III é constituído predominantemente por núcleos aromáticos e funções oxigenadas, como poucas cadeias alifáticas. Apresenta baixos valores para a razão H/C e altos valores de O/C. Derivado de matéria orgânica de origem terrestre, este tipo é freqüentemente encontrado em rochas geradoras depositadas em ambiente marinho deltaico.

A composição do petróleo gerado a partir de cada querogênio reflete sua composição. Assim, um óleo derivado de um querogênio do tipo I apresenta uma elevada abundância relativa de compostos alifáticos, enquanto um óleo proveniente de um querogênio do tipo II possui em geral um maior conteúdo de enxofre.

O querogênio do tipo I possui o maior potencial para geração de petróleo, seguido pelo tipo II, com um potencial moderado para a geração de óleo e gás, e pelo tipo III, que possui um baixo potencial para a geração de óleo. Nas rochas sedimentares, além dos mencionados acima, também pode ocorrer um tipo denominado de querogênio residual, derivado de matéria orgânica intensamente retrabalhada e oxidada. Com baixíssimo conteúdo de hidrogênio e abundância de oxigênio, o querogênio residual (ou inerte) não apresenta potencial para a geração de hidrocarbonetos.

Cabe lembrar que é comum a ocorrência de tipos de querogênio com características intermediárias entre os tipos citados acima. Tal fato pode resultar tanto da mistura de matéria orgânica terrestre e marinha em diferentes proporções, como de mudanças químicas decorrentes da degradação química e bioquímica sofrida no início da diagênese.

1.2.5 Conversão do querogênio em petróleo

Com o soterramento da rocha geradora o querogênio é submetido a temperaturas progressivamente mais altas. Como forma de se adaptar as novas condições de pressão e temperatura, o querogênio passa por uma série de transformações que incluem, inicialmente, a liberação de grupos funcionais e heteroátomos, seguida pela perda de hidrocarbonetos alifáticos e cíclicos, e acompanhadas por uma progressiva aromatização da matéria orgânica.

Como consequência das transformações sofridas pelo querogênio, são produzidos dióxido de carbono, água, gás sulfídrico, hidrocarbonetos, etc.

São reconhecidas três fases na evolução da matéria orgânica em função do aumento de temperatura: diagênese, catagênese e metagênese (Tabela 1). A diagênese (discutida no capítulo anterior) resulta geração do metano sendo este, o único hidrocarboneto gerado em quantidades significativas.

Tabela - 1 Estágio de maturação da matéria orgânica

ESTÁGIO	%Ro	NÍVEL DE MATURAÇÃO
Diagênese	< 0,6	Imaturo
Catagênese	0,60-1,00	zona de óleo
Catagênese	1,00-1,35	Maturo zona regressiva
Catagênese	1,35-2,00	zona de gás úmido
Metagênese	> 2,0	Senil zona de gás seco

Na catagênese, o querogênio é submetido a temperaturas ainda maiores (da ordem de 50 a 150°C), o que resulta na formação sucessiva de óleo, condensado e gás úmido. O final da catagênese é alcançado no estágio em que o querogênio completou a perda de suas cadeias alifáticas.

Na metagênese, alcançada sob temperaturas muito elevadas (acima de 150-200°C), a matéria orgânica é representada basicamente por gás seco (metano) e um resíduo carbonoso. Este estágio corresponde ao início do metamorfismo (facies xisto-verde) (Figura 12).

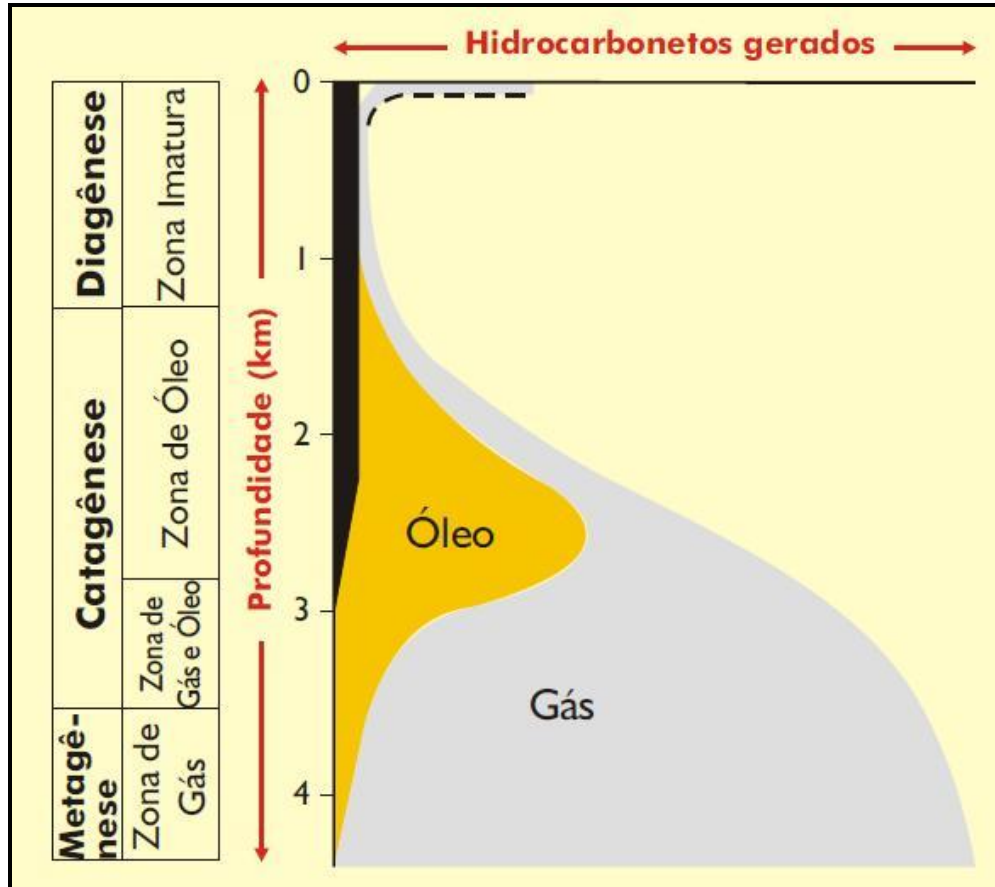


Figura 12 – Esquema simplificado da formação de hidrocarbonetos em função da profundidade

Fonte: Decifrando a terra (2000)

O termo maturação se refere ao estágio de evolução térmica alcançado pelas rochas geradoras. Uma rocha é chamada de imatura quando o querogênio encontra-se ainda na fase de diagênese e ainda não ocorreu a geração de volumes significativos de petróleo. Ao passar pela catagênese a rocha geradora é considerada madura.

No início da catagênese o querogênio passa inicialmente pela janela de óleo (zona de geração de óleo ou oil Windows), estágio em que predomina largamente a geração dos hidrocarbonetos líquidos (iso-, ciclo- e n-alcanos de médio peso molecular) sobre os gasosos. Ainda durante a catagênese, sob temperaturas mais elevadas, o querogênio passa pela zona regressiva de geração de óleo, na qual aumenta a proporção de n-alcanos de baixo peso molecular. No final da catagênese, a rocha geradora atingiu a janela de gás, sendo considerada senil.

Diversos parâmetros químicos, óticos e moleculares são utilizados na definição do grau de maturação de uma rocha geradora. Um dos mais empregados é a medida da reflectância da vitrinita (%Ro), técnica desenvolvida originalmente para o estudo de carvões e que consiste na determinação, ao microscópio, do poder refletor das partículas de vitrinita (parte do tecido de plantas superiores) presentes no querogênio. Existe uma relação entre os valores de reflectância da vitrinita e os estágios evolutivos do querogênio (Figura 13).

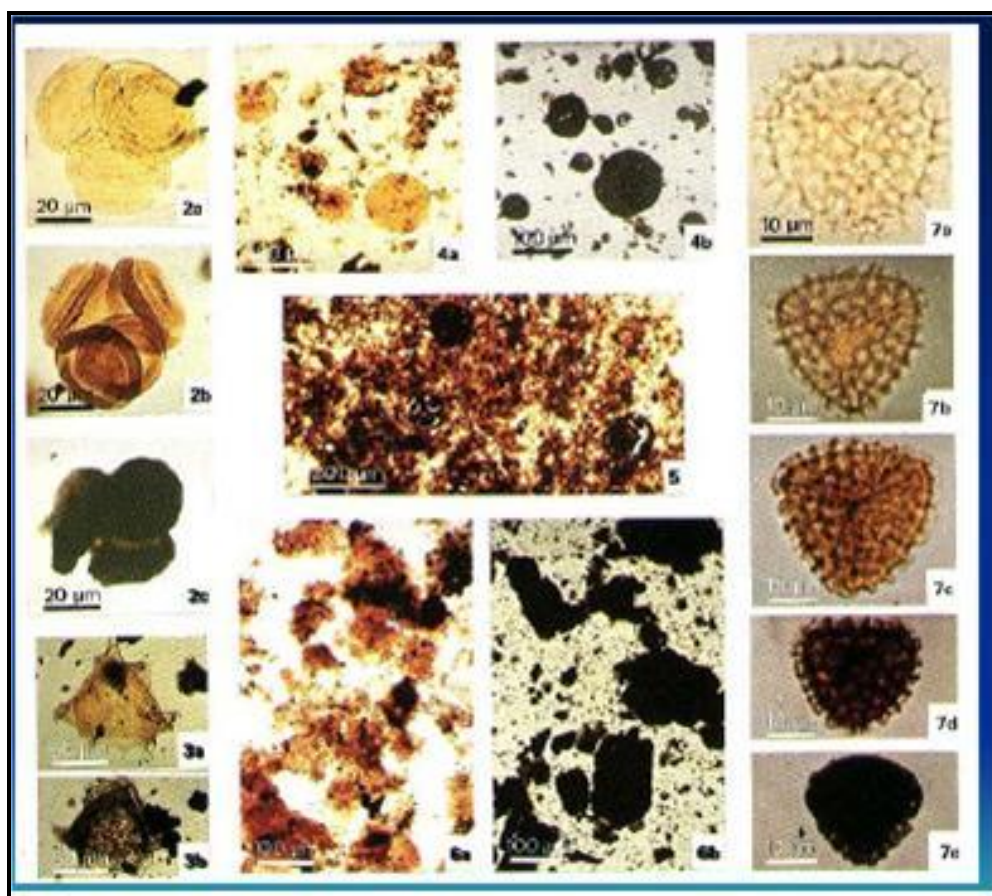


Figura 13 – Índice de coloração dos esporos indicando o grau de maturação da matéria orgânica

Fonte: Felix Gonçalves

Para caracterizar a evolução do processo de transformação do querogênio em petróleo são empregados dois parâmetros: o potencial genético (ou potencial gerador), definido como a quantidade de petróleo (óleo e gás) que um querogênio é capaz de gerar, e a taxa de transformação, definida como a relação entre a quantidade de petróleo gerado e o potencial genético original. O potencial gerador original se refere ao querogênio que ainda não foi submetido à catagênese, ou seja, cuja taxa de transformação é zero.

Para a determinação do potencial gerador e da quantidade de petróleo é normalmente empregada a técnica da pirólise Rock-Eval, que simula o processo de degradação térmica do querogênio. Uma pequena quantidade de amostra de rocha (em torno de 250mg) é submetida a temperaturas de 300 a 600°C por um período de cerca de 25 minutos, sob atmosfera inerte, para que não haja combustão da matéria orgânica.

Nos primeiros 8 minutos, sob temperaturas de 300°C, os hidrocarbonetos livres presentes na amostra de rocha são vaporizados, quantificados por um detector de ionização de chama, e representados no registro de pirólise pelo pico S1 (mgHC/gRocha). Em seguida, sob temperaturas de 300 a 600°C, ocorre a degradação do querogênio e a geração de hidrocarbonetos, os quais são quantificados pelo mesmo detector de ionização de chama e representados pelo pico S2 (mgHC/gRocha), que constitui o potencial gerador.

A temperatura na qual ocorre o máximo de geração de hidrocarbonetos, denominada de Tmax, é um parâmetro indicativo do estágio de evolução térmica da rocha analisada.

Os três tipos básicos de querogênio (tipos I, II e III) apresentam comportamentos cinéticos distintos, como reflexo de suas diferenças composicionais. A premissa, adotada em alguns modelos, de que as taxas de reação aproximadamente dobram a cada 10°C de aumento de temperatura não é válida, uma vez que é aplicável somente para reações com baixas energias de ativação (no final da diagênese/início da catagênese) e não levando em consideração as diferenças de comportamento cinético dos diferentes tipos de querogênio (Figura 14).

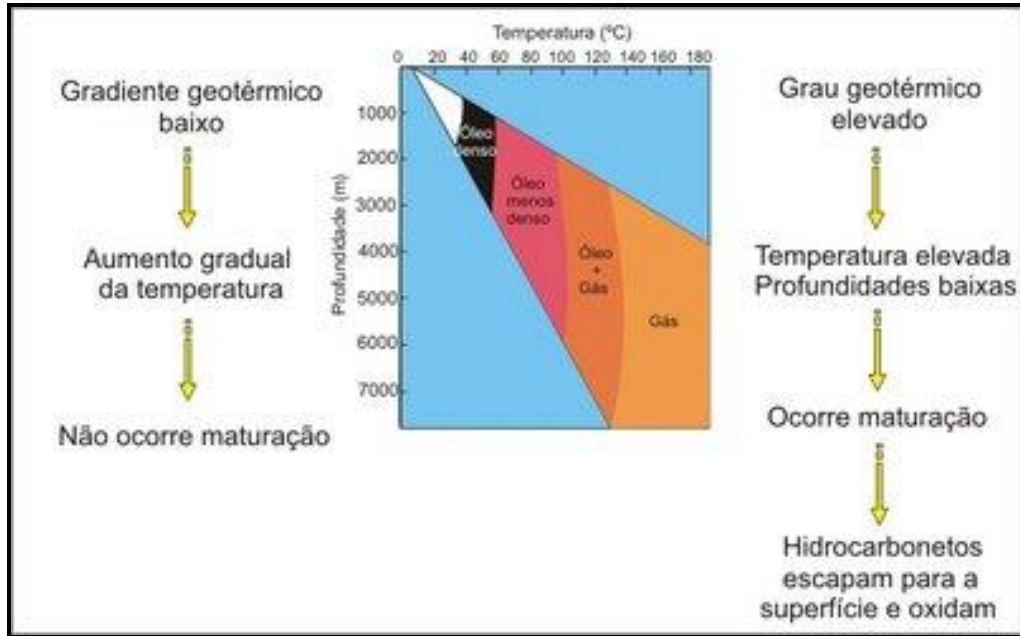


Figura 14 – Condições de temperaturas necessárias para geração de hidrocarbonetos
 Fonte: Decifrando a Terra (2000)

1.2.6 Geração e migração do petróleo

Na medida em que prossegue a subsidência da bacia sedimentar, o querogênio é soterrado a maiores profundidades. O aumento de temperatura acarreta a degradação térmica do querogênio e na geração do petróleo, que sob as condições adequadas é expulso da rocha geradora (processo conhecido como migração primária) e se desloca através do meio poroso até as trapas (migração secundária).

Durante as fases de migração, ocorrem perdas dos hidrocarbonetos gerados. Incluindo nestas perdas a ocorrência de acumulações não comerciais. Como pode ser observado na (Figura 15), as acumulações comerciais correspondem apenas a uma pequena fração de todos os hidrocarbonetos gerados.

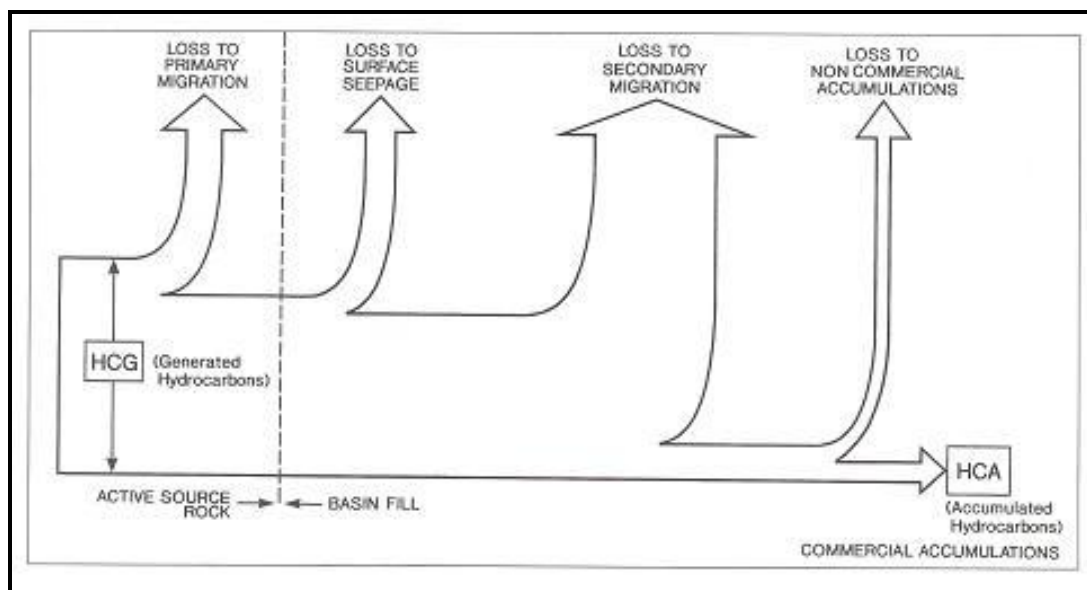


Figura 15 – Esquema das perdas ocorridas desde a geração dos hidrocarbonetos até as acumulações de interesse econômico.

Fonte: Lewan (1994)

1.2.7 Migração primária e secundária

O processo de expulsão do petróleo das rochas geradoras, fator essencial para a formação das acumulações comerciais, é denominado de migração primária. Inúmeras teorias e hipóteses têm sido propostas a fim de explicar os mecanismos e os fatores que controlam a expulsão do petróleo de sua rocha geradora. Dentre os diversos mecanismos sugeridos, podem ser citados o da migração do petróleo em solução na água e por difusão molecular. Com o avanço no conhecimento mostrou-se que estes mecanismos, embora atuantes, não possuem a eficiência necessária para a expulsão de volumes significativos de petróleo.

Atualmente, acredita-se que a migração primária é controlada basicamente pelo aumento de pressão nas rochas geradoras em resposta à progressiva compactação e à expansão volumétrica ocasionada pela formação do petróleo. Deste modo, forma-se um gradiente de pressão entre a rocha geradora e as camadas adjacentes, favorecendo a formação de micro fraturas e o deslocamento de fases discretas de hidrocarbonetos (Figura 16).

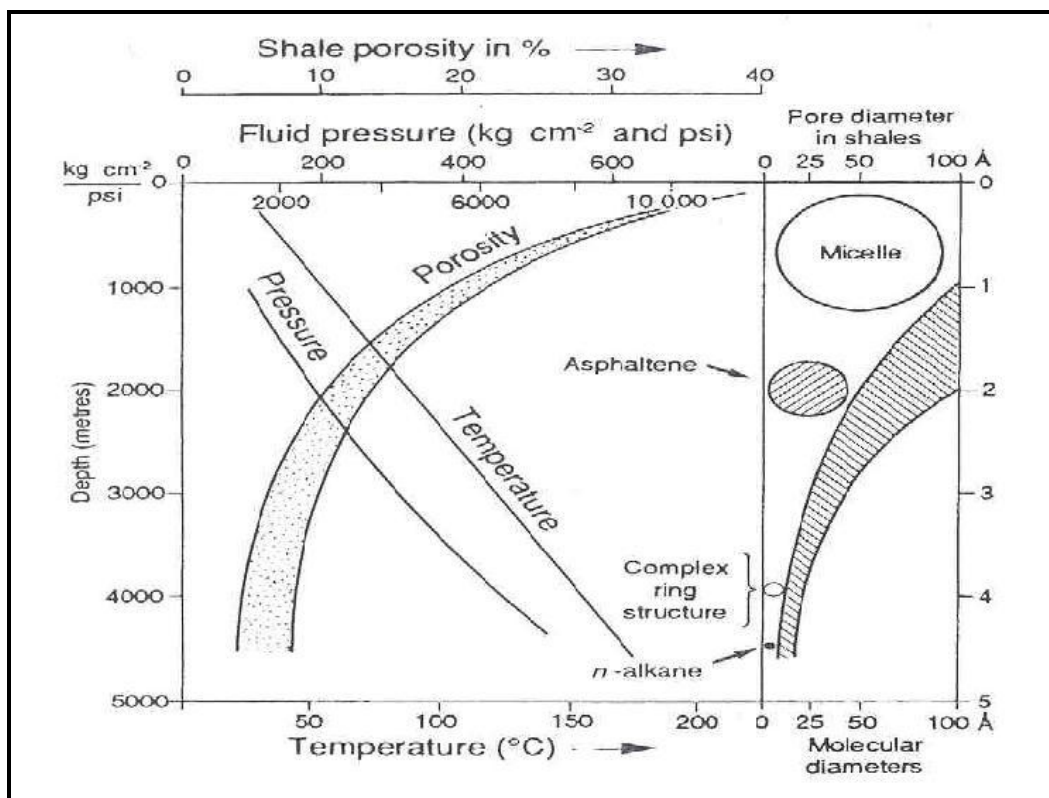


Figura 16 – Migração primária ou expulsão
Fonte: Allen & Allen (1990)

O encadeamento dos processos de aumento de pressão, microfraturamento, movimentação de fluidos e subsequente alívio de pressão constitui um ciclo que deve se repetir diversas vezes para que ocorra a expulsão de quantidades significativas de petróleo. Balanços de massa baseados em dados geoquímicos de poços e nos resultados de experimentos de laboratório indicam que a eficiência do processo de expulsão pode ser elevada, alcançando valores de 50 a 90%.

O deslocamento do petróleo entre a rocha geradora e a trapa é denominado de migração secundária (Figura 17). Consiste em um fluxo em fase contínua, impulsionado pelo gradiente de potencial de fluido. Este potencial pode ser subdividido em três componentes: a) o desequilíbrio de pressão causado pela compactação, b) a flutuabilidade, que consiste na força vertical resultante da diferença de densidade entre petróleo e água de formação; e c) a pressão capilar, resultante da tensão interfacial entre as fases petróleo e água e as rochas.

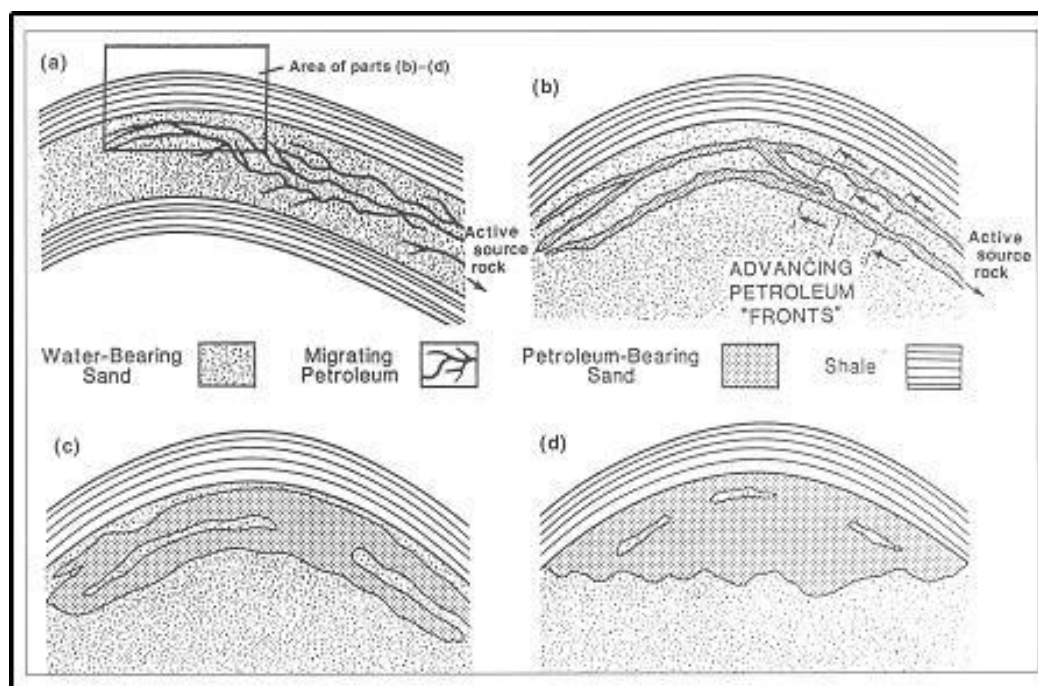


Figura 17 – Formas de migração secundária para hidrocarbonetos
 Fonte: England (1994)

Em rochas pelíticas soterradas à mais de 3km, o componente relacionado ao excesso de pressão da água domina o potencial de fluido do petróleo, enquanto em rochas grosseiras o componente fluatibilidade predomina. Ao atingir níveis mais rasos da bacia (profundidades menores que 2 km), o componente relacionado ao excesso de pressão da água já não domina o potencial de fluido do petróleo. Conseqüentemente, a migração do petróleo ocorre quando a fluatibilidade supera a pressão capilar, enquanto sua acumulação se dá onde a pressão capilar superar a fluatibilidade, na (Figura 18) pode-se ver o processo de migração em detalhe.

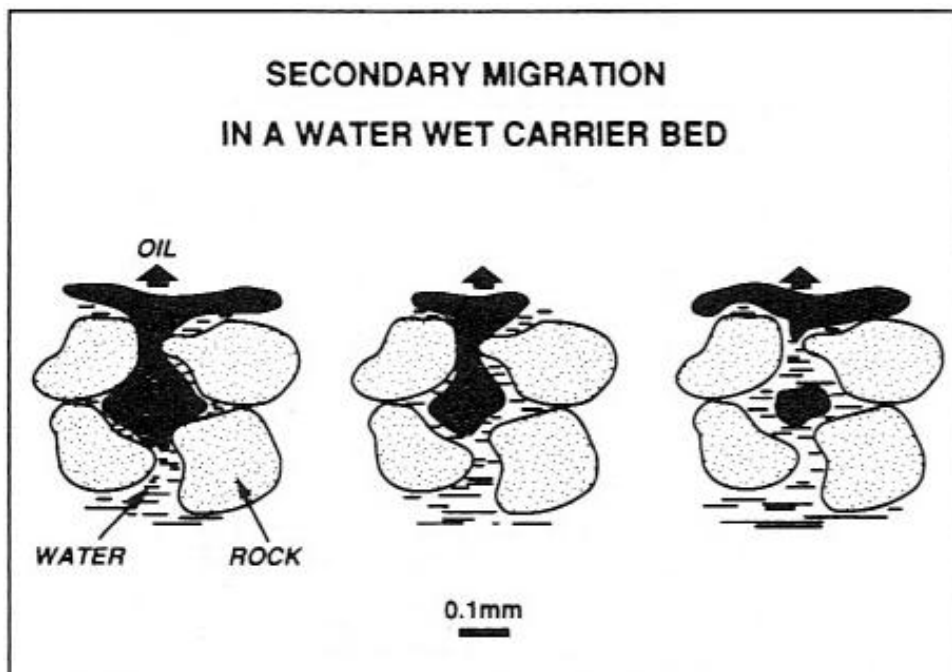


Figura 18 – Migração secundária em detalhe
Fonte: Modificado de Durand(1988)

1.3 Rocha reservatório

Denomina-se de reservatório à rocha com porosidade e permeabilidade adequadas à acumulação de petróleo. A maior parte das reservas conhecidas encontra-se em arenitos e rochas carbonáticas, embora acumulações de petróleo também ocorrem em folhelhos, conglomerados ou mesmo em rochas ígneas e metamórficas.

1.3.1 Porosidade e permeabilidade

A porosidade, representada pela letra grega ϕ , é definida como a porcentagem (em volume) de vazios de uma rocha. Na maioria dos reservatórios a porosidade varia de 10 a 20%. A porosidade absoluta corresponde ao volume total de vazios, enquanto a porosidade efetiva se refere apenas aos poros conectados entre si. Os reservatórios normalmente apresentam variações horizontais e verticais de porosidade. A quantidade, tamanho, geometria e grau de conectividade dos poros controlam diretamente a produtividade do reservatório. 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%).

A porosidade primária (ou deposicional) é formada durante a deposição dos sedimentos, podendo ser inter ou intragranular. Este tipo de porosidade tende a diminuir como o soterramento, pelo efeito da compactação mecânica e da diagênese. Já a porosidade secundária forma-se após a deposição, geralmente como resultado da dissolução de minerais. A porosidade primária é mais comum em arenitos, enquanto a secundária ocorre com mais frequência nas rochas carbonáticas.

As fraturas podem aumentar consideravelmente o volume de vazios das rochas. Em reservatórios areníticos e carbonáticos as fraturas podem contribuir para o aumento da conectividade dos poros, enquanto nos folhelhos, rochas ígneas e metamórficas as mesmas respondem por quase toda porosidade (Figura 19).

A permeabilidade, representada geralmente pela letra K, é a capacidade da rocha de transmitir fluido, sendo expressa em Darcys (D) ou milidarcys (md). Uma rocha tem 1D de permeabilidade quando transmite um fluido de 1cP (centipoise) de viscosidade com uma vazão de 1cm³/s, através de uma seção de 1cm² e sob um gradiente de pressão de 1atm/cm. Controlada principalmente pela quantidade, geometria e grau de conectividade dos poros, a permeabilidade de uma rocha é medida diretamente, em amostras de testemunho, e pode se classificada como baixa (<1md), regular (1-10md), boa (10-100md), muito boa (100-1000md) e excelente (>1000md). A maior parte dos reservatórios possui permeabilidades de 5 a 500md.



Figura 19 - Fratura preenchida por óleo em folhelho da Fm. Candeias, Bacia do Recôncavo
Fonte: Destro (2002)

A permeabilidade raramente é a mesma em todas as direções numa rocha sedimentar, sendo geralmente maior na horizontal do que na vertical. Uma vez que é inversamente proporcional à viscosidade do fluido, a permeabilidade de um reservatório para o gás é muito maior do que para o óleo. Assim, enquanto um reservatório pode produzir gás com apenas alguns milidarcys, para a produção de óleo são necessários pelo menos dezenas de milidarcys.

Quando mais de um fluido divide o espaço poroso (como é o caso dos reservatórios com água, óleo e/ou gás), cada fluido apresenta uma permeabilidade relativa, que varia em função da sua saturação. Ou seja, a permeabilidade é máxima (permeabilidade absoluta, K_a) quando um fluido ocupa 100% dos poros, e decresce (permeabilidade relativa, K_r) à medida que este fluido divide o espaço poroso com outro fluido.

1.3.2 Qualidade do reservatório

As características de permoporosidade de um reservatório refletem basicamente a textura da rocha. De modo geral, porosidade e permeabilidade são diretamente proporcionais ao grau de seleção e tamanho dos grãos e inversamente proporcional à esfericidade. Outrossim, variações laterais e verticais da permoporosidade são fortemente controladas pelas características do ambiente deposicional. Assim, em arenitos eólicos com estratificação cruzada, a permeabilidade vertical e a horizontal podem apresentar diferenças de até duas ordens de grandeza. Já em um corpo de arenito canalizado as permeabilidades podem aumentar significativamente das margens para o centro do paleocanal.

A diagênese também pode alterar completamente as características permoporosas originais de uma rocha reservatório. Em arenitos, os processos diagenéticos mais importantes são a cimentação e a dissolução. A cimentação quando em pequenas proporções pode ser favorável, uma vez que previne a produção de óleo junto com grãos de areia. Quando em elevada proporção, a cimentação pode obliterar completamente a porosidade original, reduzindo a permeabilidade à praticamente zero.

A calcita, o quartzo e as argilas autigênicas (caolinita, illita e montmorilonita) constituem os cimentos mais comuns em arenitos. Em rochas carbonáticas os efeitos da diagênese são mais importantes, uma vez que a calcita é menos estável do que o quartzo, conseqüentemente, a cimentação e a dissolução podem tanto piorar quanto melhorar a qualidade do reservatório. Cabe ressaltar que a entrada do óleo no reservatório pode contribuir para preservar as características permoporosas do reservatório, uma vez que o mesmo pode inibir a diagênese.

A continuidade do reservatório também constitui um fator crítico para a sua produtividade. No geral, se distingue a espessura total (gross pay) do reservatório, que corresponde a distância vertical entre o topo do reservatório e o contato óleo-água, e a espessura líquida (net pay), equivalente a espessura de reservatório de onde o petróleo pode efetivamente ser produzido.

As principais causas de descontinuidade em reservatórios são as barreiras diagenéticas, deposicionais e tectônicas. As barreiras diagenéticas são constituídas geralmente por níveis cimentados relacionados á fronts diagenéticos do petróleo (ex: contato óleo água).

Deve-se considerar também, que o próprio reservatório não é homogêneo, como pode ser observado na (Figura 20), que mostra diferentes aproximações de um reservatório exumado na Fazenda Betumita na região de Anhembi, SP. As diferentes escalas de descontinuidade que podem servir de conduto atuam também como barreiras a percolação.

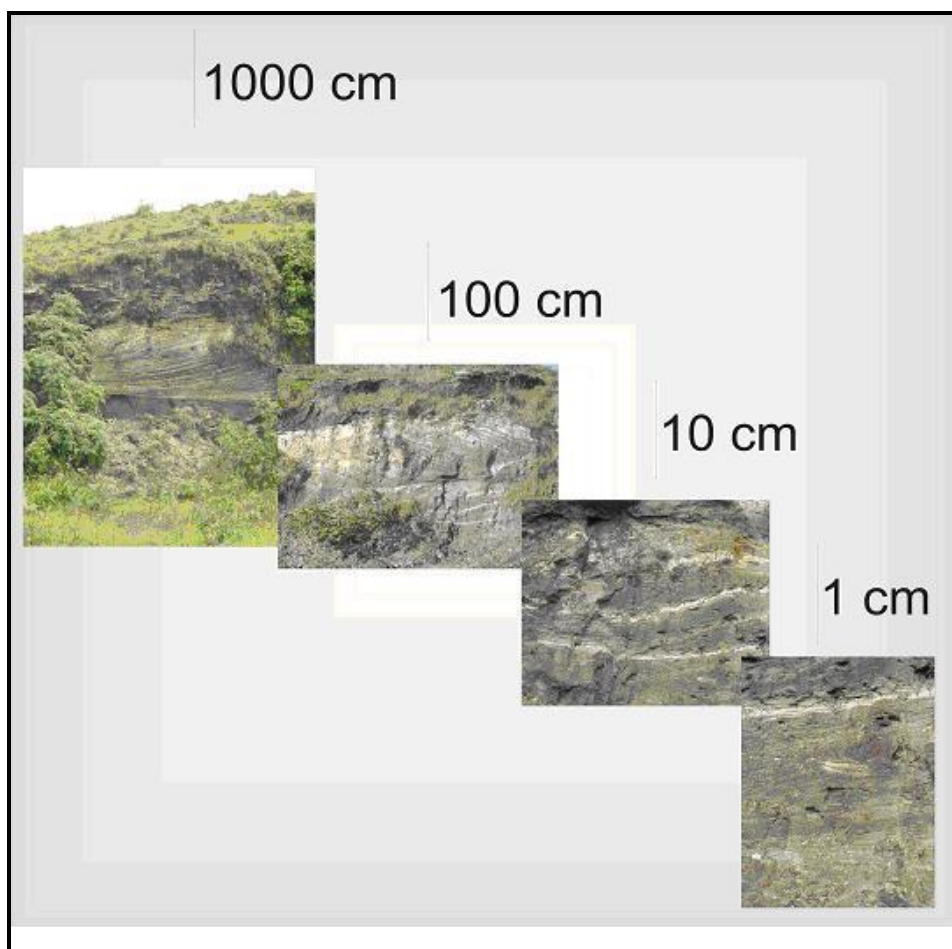


Figura 20 - Descontinuidades em diferentes escalas existentes dentro de um mesmo reservatório

Fonte: Elaboração própria

As barreiras deposicionais estão relacionadas com a forma dos corpos de rocha reservatório e com a distribuição espacial das fácies a eles relacionadas. Assim, uma camada de arenito constituída por corpos delgados de areia intercalados com níveis contínuos de folhelhos pode se mostrar um reservatório altamente compartimentado. Já as barreiras

tectônicas são representadas principalmente pelas falhas, que podem por si só constituir uma barreira como pode justapor rochas reservatório e selante, dificultando o fluxo de fluidos.

1.4 **Trapas**

Trapas são situações geológicas em que o arranjo espacial de rochas reservatório e selantes possibilitam a acumulação de petróleo.

1.4.1 Trapas e rochas selantes

Uma trapa pode ser caracterizada através de um conjunto de parâmetros: o ápice ou crista corresponde ao ponto mais alto da trapa, o *spill point* representa o ponto mais baixo onde pode ser encontrado petróleo, e o fechamento, a distância vertical entre o ápice e o *spill point*. Uma trapa contém água, óleo e/ou gás, podendo apresentar contatos bruscos ou transicionais, e de inclinação variável (horizontal sob condições hidrostáticas, ou inclinado sob condições hidrodinâmicas).

As trapas podem ser classificadas como estruturais, estratigráficas, hidrodinâmicas ou mistas (Figura 21). As trapas estruturais são aquelas cuja geometria é o resultado de atividade tectônica, estando relacionadas a falhas, dobras ou diápiros. Anticlinais associados à falhas reversas ou normais constituem o tipo de trapa estrutural mais comum. As trapas estratigráficas são aquelas resultantes de variações litológicas, podendo ser de origem deposicional (ex: recifes, lentes de arenitos, etc) ou pós-deposicional (ex: truncamentos, barreiras diagenéticas, etc). As trapas hidrodinâmicas formam-se em áreas onde o fluxo descendente de água retém o petróleo sem nenhum tipo de fechamento estrutural ou barreira estratigráfica. As trapas mistas são o resultado da combinação de duas de quaisquer situações acima.

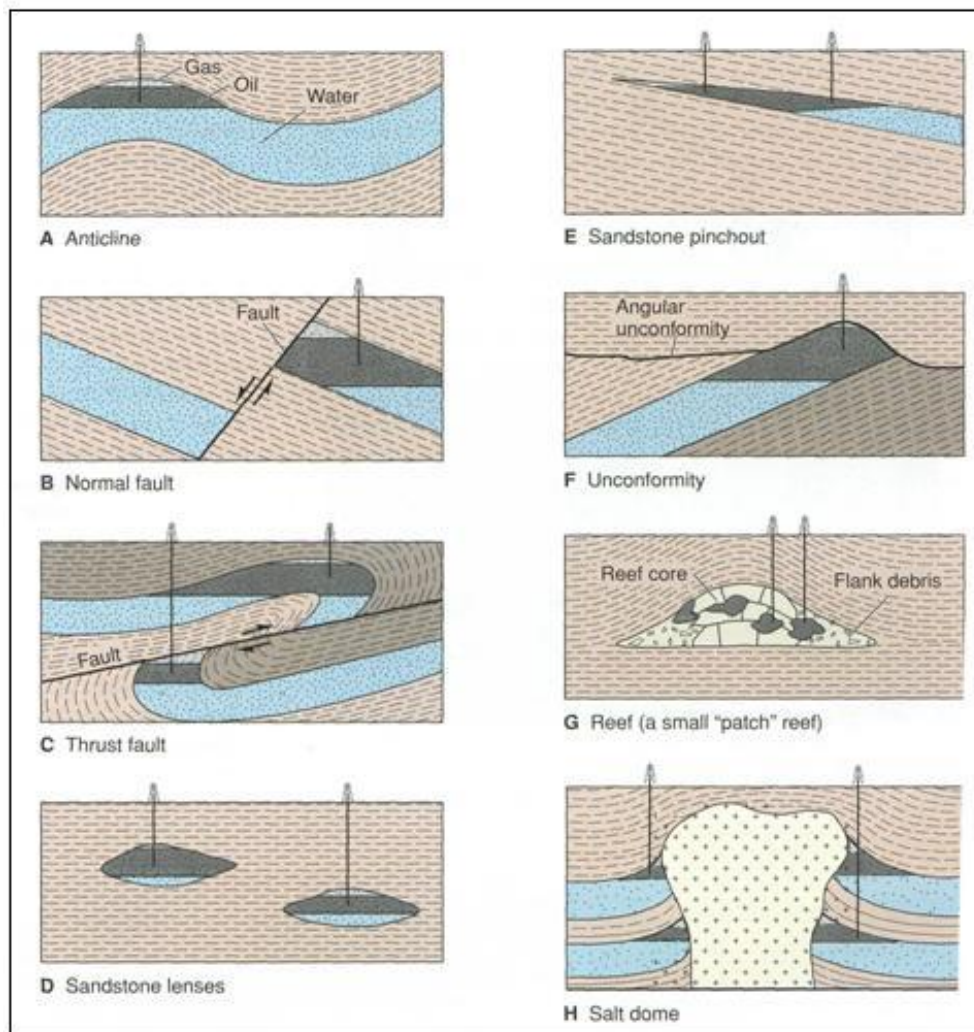


Figura 21 – Rochas reservatórios organizadas em diferentes tipos de trapas, as estruturais (A, B, C, H) e as estratigráficas (D, E, F, G).
 Fonte: England (1994)

As rochas selantes ou capeadoras são as responsáveis pela retenção do petróleo nas trapas e devem apresentar baixa permeabilidade associada com alta pressão capilar, de modo a impedir a migração vertical do petróleo. Os evaporitos (especialmente a halita) são os capeadores mais eficientes, embora os folhelhos sejam os mais comuns nas acumulações de petróleo.

Os folhelhos podem nos casos em que a pressão capilar não é suficientemente alta, atuar como capeadores seletivos, impedindo a passagem do óleo e permitindo a perda de gás da trapa. Cabe ressaltar que a capacidade selante de uma rocha é dinâmica. Um folhelho capeador pode, com o aumento da compactação e alguma atividade tectônica, fraturar-se e perder sua capacidade selante.

2 EXPECTATIVAS BRASILEIRAS PARA DESENVOLVIMENTO DO *SHALE GAS* (GÁS DE FOLHELHO)

Nas últimas décadas o Brasil fez excelentes descobertas de reservatórios de gás natural, entretanto, em função de uma economia ainda muito dependente do petróleo (gasolina e óleo diesel para combustíveis), o país pouco se desenvolveu em direção a cultura do gás natural ao contrário dos Estados Unidos, Rússia e tantos outros países que tem neste energético a sua maior fonte de energia (*q.v.* capítulo 4).

Dado o exposto acima faremos algumas considerações sobre a situação do mercado nacional para com o gás natural. Em virtude da performance e recente importância desta *commodity* no mercado nacional e na matriz energética de importantes países industrializados, faremos algumas observações sobre a utilização do *Shale gás* em grande escala no mercado norte americano e em menor escala em países como Canadá, Noruega, entre outros.

Na (Figura 22), temos o posicionamento paleogeográfico no Devoniano médio: a) da bacia do Apalache (norte americana), onde se depositou o folhelho Marcellus; b) das bacias brasileiras. Deve ser ressaltado que enquanto a transgressão devoniana ocorria no continente norte americano em um ambiente tropical, as bacias brasileiras sofriam os efeitos desta mesma transgressão em um ambiente muito mais frio podendo em alguns casos ser considerado como periglacial.

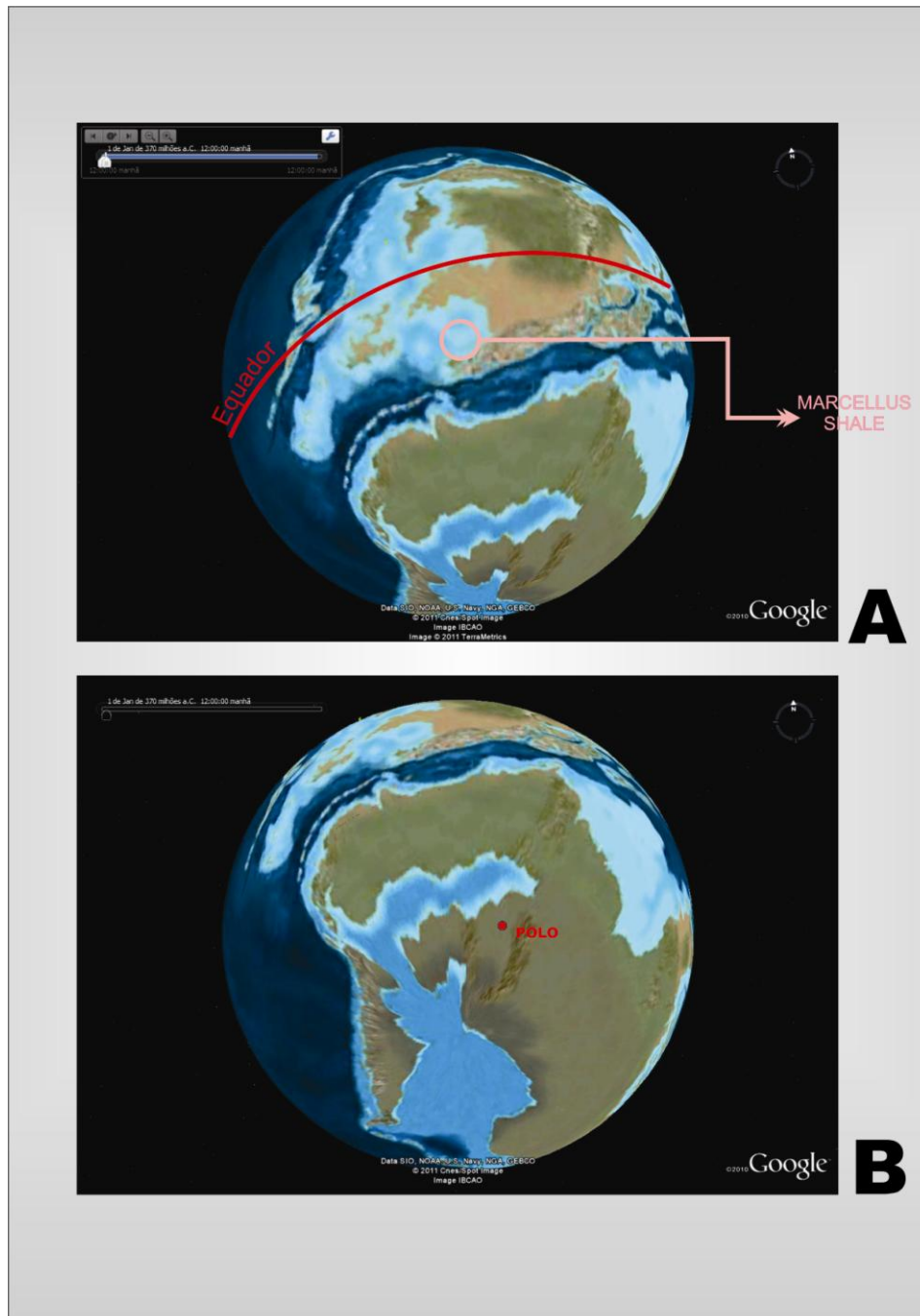


Figura 22 – Posicionamento paleogeográfico no Devoniano médio A) da bacia do Apalache USA, onde se depositou o folhelho Marcellus; B) das bacias brasileiras
 Fonte: Modificado de Google

Ao posicionarmos as cartas estratigráficas das principais bacias brasileiras com folhelhos geradores (Figura 23), podemos observar que durante a transgressão devoniana, todas apresentavam o comportamento de golfos, o que explica a falta de oxigenação nos sedimentos de fundo, fato semelhante ocorre hoje no Mediterrâneo e no Mar báltico, este um bom análogo para as nossas bacias paleozóicas.

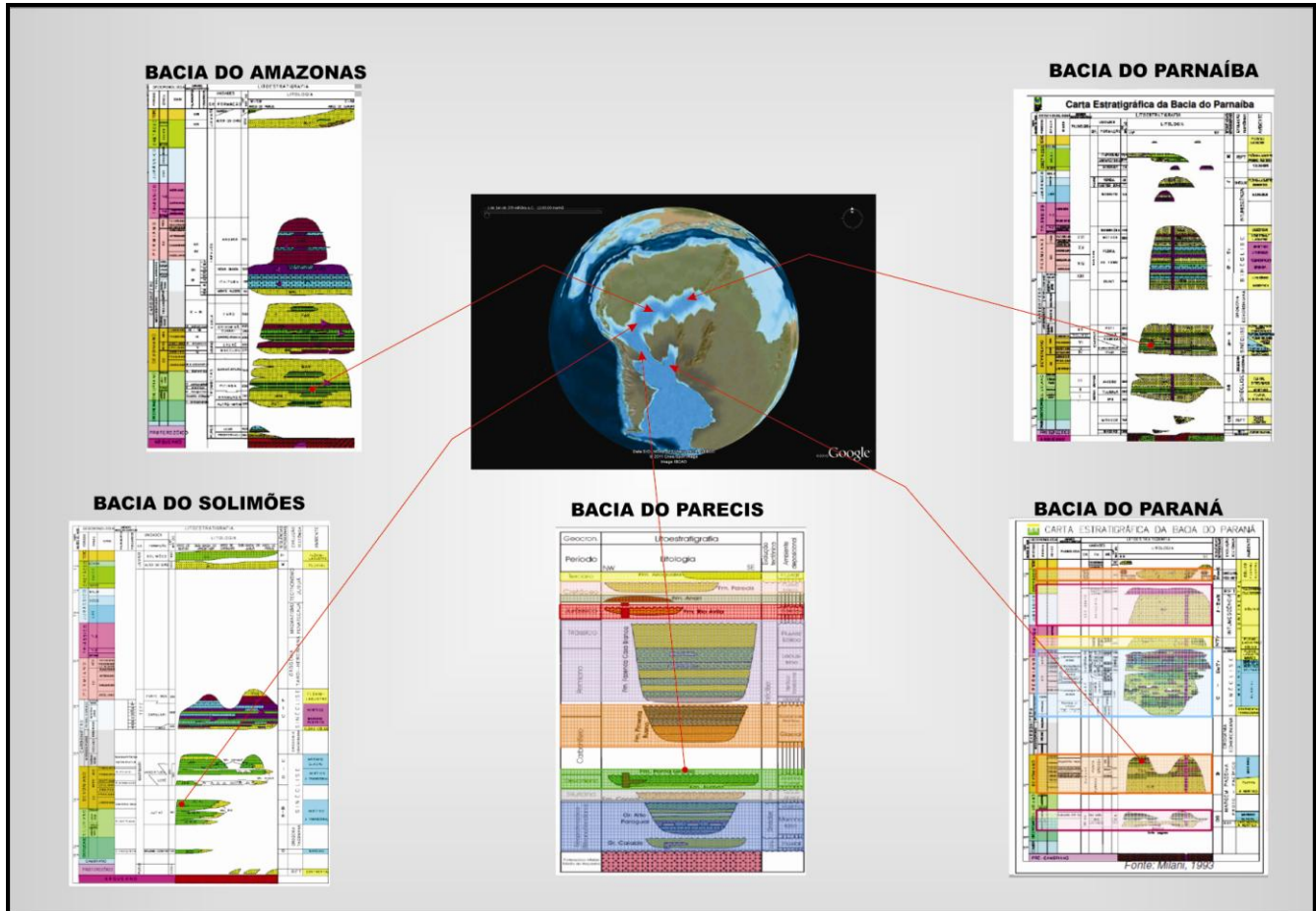


Figura 23 – Posicionamento das cartas estratigráficas das bacias estudadas no mapa paleogeográfico do Devoniano Médio

Fonte: Modificado de Google e ANP

2.1 Gás de folhelho

A exploração de gás de folhelhos é distinta da exploração de óleo e gás em reservatórios naturalmente fraturados, e representa hoje uma revolução em curso, principalmente nos EUA (FRANZ ; JOCHEN, 2005).

2.1.2 A natureza dos reservatórios de folhelho com gás

Folhelhos possuem geralmente uma baixíssima permeabilidade, que o torna um selo natural em muitos campos que produzem hidrocarbonetos. Em certas bacias, as camadas de folhelho que cobrem extensas áreas são ao mesmo a rocha-fonte e o reservatório para o gás natural

Tipicamente, o gás termogênico (metano) forma-se quando a matéria orgânica deixada na rocha se quebra sob o aumento de temperatura. O gás gerado fica adsorvido no material orgânico, sendo expulso através de “vazamentos” neste folhelho e finalmente capturado em poros no mesmo folhelho. Em alguns casos, contudo, a geração de gás biogênico será facilitada por um influxo de água e pela presença de bactérias. A permeabilidade do folhelho é tão baixa que o faz desprender o seu gás de maneira muito lenta, razão pela qual será a última grande fonte de gás natural a ser desenvolvida. Por outro lado, as boas novas são que os folhelhos podem reter uma enorme quantidade de gás natural. Os folhelhos mais prolíficos são relativamente planos, espessos e previsíveis, bem como as suas formações apresentam tal espessura e extensão que os poços continuarão produzindo gás numa taxa constante por décadas.

Embora seja de difícil extração, o gás de folhelho em sua maioria é limpo e seco. Isto se deve ao fato de, ao longo do tempo, haver bastante calor no reservatório para quebrar quaisquer hidrocarbonetos líquidos. As quantidades relativas de óleo e gás contidas no folhelho são uma indicação de quanto calor ficou disponível e por quanto tempo. Os folhelhos termalmente maduros tiveram bastante calor e pressão suficientes para produzir hidrocarbonetos líquidos. Mas os que tiverem indicações de grande calor e pressão apresentarão apenas gás seco.

Entretanto, os folhelhos menos maduros conterão apenas óleo.

Em raros casos, o metano produzido poderá ter pequenas percentagens de dióxido de carbono, nitrogênio, etano e mesmo propano. O dióxido de carbono é mais comumente encontrado em gás de folhelho biogênico.

2.2 Poços que produzem gás de folhelho atualmente nos EUA

Nos Estados Unidos, os reservatórios de gás de folhelho tendem a ser encontrados em três faixas de profundidade entre 90 e 1600 metros. Os folhelhos de New Albany e Antrim, por exemplo, tem cerca de 9.000 poços na faixa de 90-600m. Na bacia Apalachiana existem 20.000 poços que vão de 1.000 a 1.500 metros. Embora os folhelhos Barnett e Woodford sejam mais profundos, os folhelhos de Caney e Fayetteville ficam entre 600 e 2.000 metros,

com a maior parte de seus reservatórios entre 800-1500 metros. Considera-se como bom os prospectos de gás de folhelho que estejam entre 100 e 200 metros de espessura.

Estes reservatórios estão distribuídos ao longo de diferentes idades geológicas conforme se observa na (Tabela 2).

Tabela 2 - Unidades estratigráficas com folhelhos geradores nos EUA

Unidade Estratigrafica/Folhelho Gerador	Idade	Andar
Niobrara Fm	Neocretáceo	(Coniaciano-Santoniano)
Gammon Fm	Neocretáceo	(Campaniano)
Bakken Fm.	Neodevoniano-Eomississipiano	
Excello Fm.	Pennsilvaniano	
Mulky Fm	Pennsilvaniano	
Marcellus Fm.	Devoniano Médio	(Givetiano)
New Albany Fm	Devoniano-Mississipiano	
Antrim Fm	Neodevoniano	
Devonian Ohio	Neodevoniano	
Floyd & Conasauga Fms	Neodevoniano	
Fayetteville Fm	Neomississipiano	
Cuney & Woodford Fms	Mississipiano	
Barnett Fm	Mississipiano	
Barnett & Woodford Fms	Mississipiano	
Palo Duro Fm	Mississipiano	
Lewis & Mancos Fms	Neocretáceo	
Cane Creek Fm	Pennsilvaniano	
Mclure Fm	Neomioceno	
Monterey Fm	Neomioceno	
Green River Fm	Eoceno	

Fonte: FRANZ, J.H. & Jochen (2005)

O Folhelho Barnett na Bacia de Fort Worth, na região centro-norte do estado do Texas, é de longe o play de gás de folhelho mais ativo nos EUA. O reservatório vai de 30 a mais de 300m em espessura bruta e encerra de 50×10^9 (50 bilhões de pés cúbicos a 200 bilhões de pés cúbicos de gás por milha quadrada. Estima-se que os reservatórios de gás de folhelho nos EUA contêm até 780 trilhões (780×10^{12} pés cúbicos de gás), sendo que os EUA. é o único país com uma grande indústria montada de gás de folhelho.

Na (Figura 24) podem ser visto as principais ocorrências de *shale gás* na bacia do Apalache, sendo o campo de Marcellus o mais prolifero e com o atrativo de estar próximo a

grandes centros urbanos. Se por um lado isso estimula investimentos, por outro lado enfrenta problemas com os órgãos ambientais, por conta do método de recuperação do gás por fraturamento hidráulico.

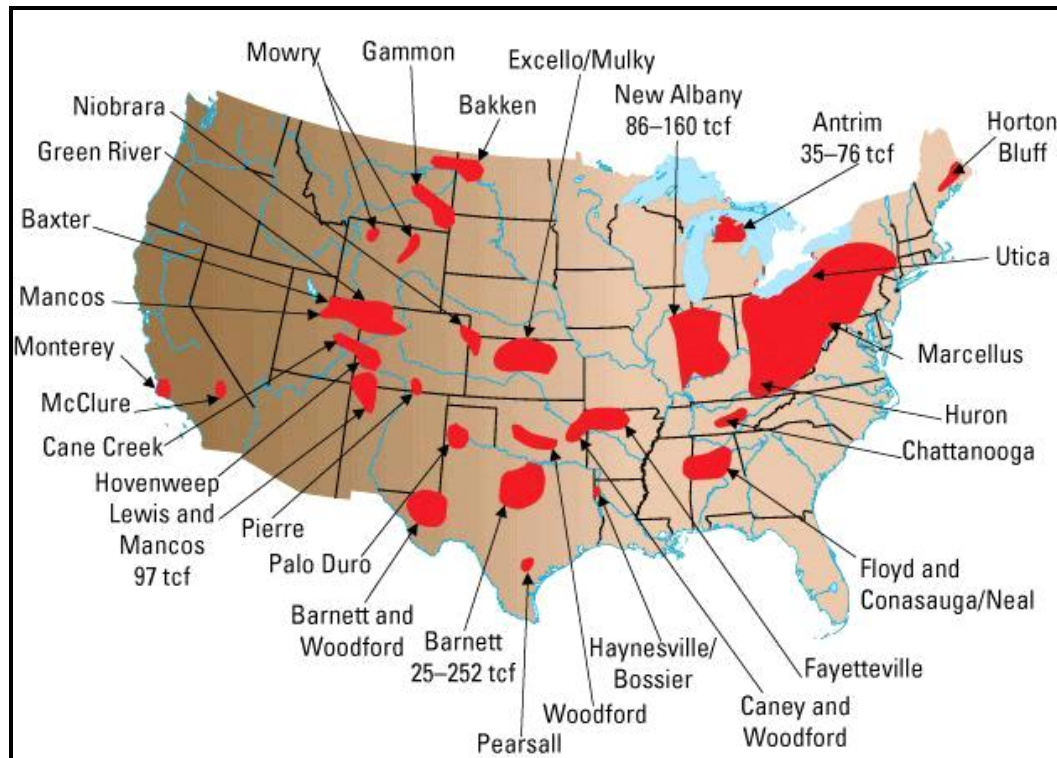


Figura 24 – Mapa dos Estados Unidos da América mostrando as bacias que contêm gás de folhelho

Fonte: <http://www.getmoneyenergy.com/2010/01/investing-in-shale-gas-pros-cons-fracking>

A maior parte das unidades geradoras apresenta um intervalo de idades que se estende do Neodevoniano ao Mississipiano. No Neodevoniano, destaca-se o intervalo Frasniano, que é também no Brasil é o principal gerador das bacias do Parnaíba (imaturo), Amazonas e Solimões.

2.3 A tecnologia por trás do gás de folhelho

Os espaços entre poros em folhelhos orgânicos não são suficientemente grandes mesmo para permitir que as pequenas moléculas de metano fluam livremente. Todavia, a rocha pode conter fraturas naturais causadas pela pressão das rochas subjacentes e os movimentos naturais da crosta terrestre.

Os poços de gás de folhelho não são difíceis de perfurar, mas são difíceis de completar. Em quase todos os casos, a rochas em torno do poço devem ser hidráulicamente fraturadas, antes que este poço possa produzir quantidades significativas de gás. O fraturamento significa em isolar seções do poço na zona de produção e posteriormente bombear fluidos e o *proppant* (grãos de areia ou outro material) usado para manter as fraturas abertas.

O fraturamento hidráulico mais a perfuração horizontal, planejados economicamente são as tecnologias primárias que estão por trás da grande onda na produção de gás de folhelho. A pressão hidráulica criada pelo bombeamento de um fluido dentro do poço abre fraturas no folhelho, mas mantê-las abertas, depois que a pressão é retirada e o poço ficar em produção é um processo cheio de truques. Sob pressão, as fraturas mais próximas ao poço podem apresentar aberturas da ordem de 1/8” até 1/4”, mas elas eventualmente cicatrizarão e a produção de gás declinará proporcionalmente.

A perfuração horizontal tem sido um meio eficiente de remover o gás de reservatórios convencionais, jazidas de carvão e mesmo reservatórios fechados - *tight gas sands* (Figura 25).

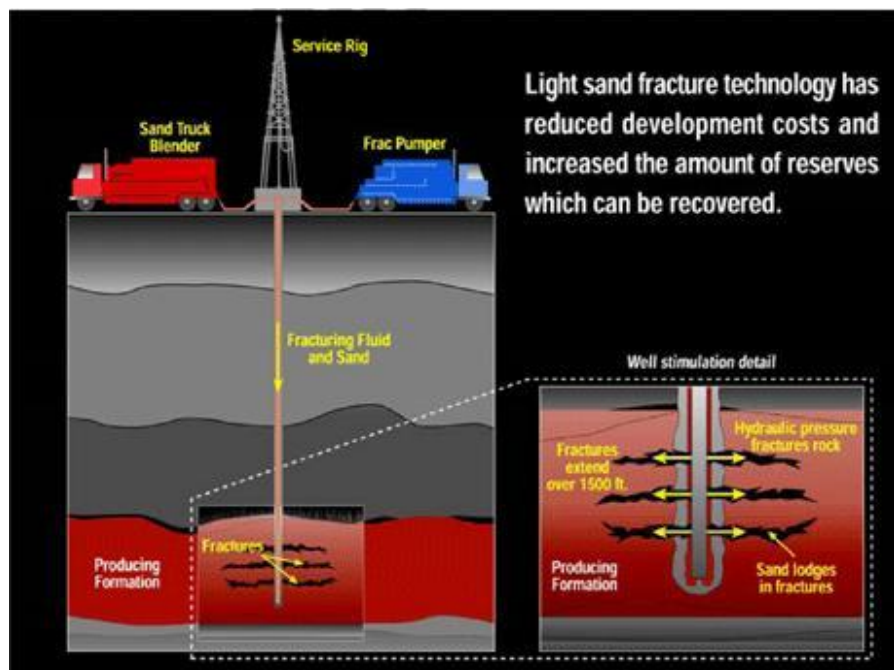


Figura 25 – Exploração horizontal e vertical, por tipo de reservatório
Fonte: David L. Levy (2009)

Existem diferenças fundamentais entre a produção de gás de folhelho e o das fontes convencionais. Muito do gás de areias fechadas (*tight gas sands*) pode produzir tremendas quantidades nos primeiros meses, mas este gás torna-se antieconômico após um tempo relativamente curto.

O gás de folhelho é completamente diferente. Ele não inicia a produção de maneira tão forte quanto o gás de areias fechadas, mas, uma vez que a produção se estabiliza, ele produzirá consistentemente por 30 anos ou mais.

2.4 Gás em reservatório de folhelhos

Para se achar o potencial de um reservatório de gás de folhelho, deve-se inicialmente conhecer a percentagem de carbono orgânico total (COT). Sem esta informação não se poderá calcular a porosidade da matriz e a saturação de água do reservatório.

Para determinar a porosidade, é necessário conhecer inicialmente a densidade da matriz, de maneira precisa, uma vez que a porosidade é um parâmetro importante para se quantificar tanto a quantidade de gás livre como para se estimar a permeabilidade do folhelho. Dentro dos folhelhos, a matéria orgânica não é somente a fonte do gás, mas é também uma esponja molecular para a absorção do gás, tornando difícil quantificar precisamente a quantidade de gás existente dentro do folhelho, incluindo o gás livre nos poros e o gás adsorvido pela matéria orgânica

2.5 Gás de folhelho no Brasil

Embora o território brasileiro apresente uma miríade de bacias sedimentares, apenas algumas permitem a exploração do gás como às representadas na (Figura 26) cor vinho: As Bacias do Parnaíba, Foz do Amazonas e Solimões apresentam rochas geradoras com idades Eossiluriano e Geradores de idade Neodevoniano e Eomississipiano. A Bacia do Paraná tem seu principal gerador em rochas do Permiano.

É necessário salientar que os geradores das Bacias do Parnaíba e Solimões precisam do efeito térmico das intrusões vulcânicas para atingir a maturidade, seja para a geração do óleo como para a geração de gás.

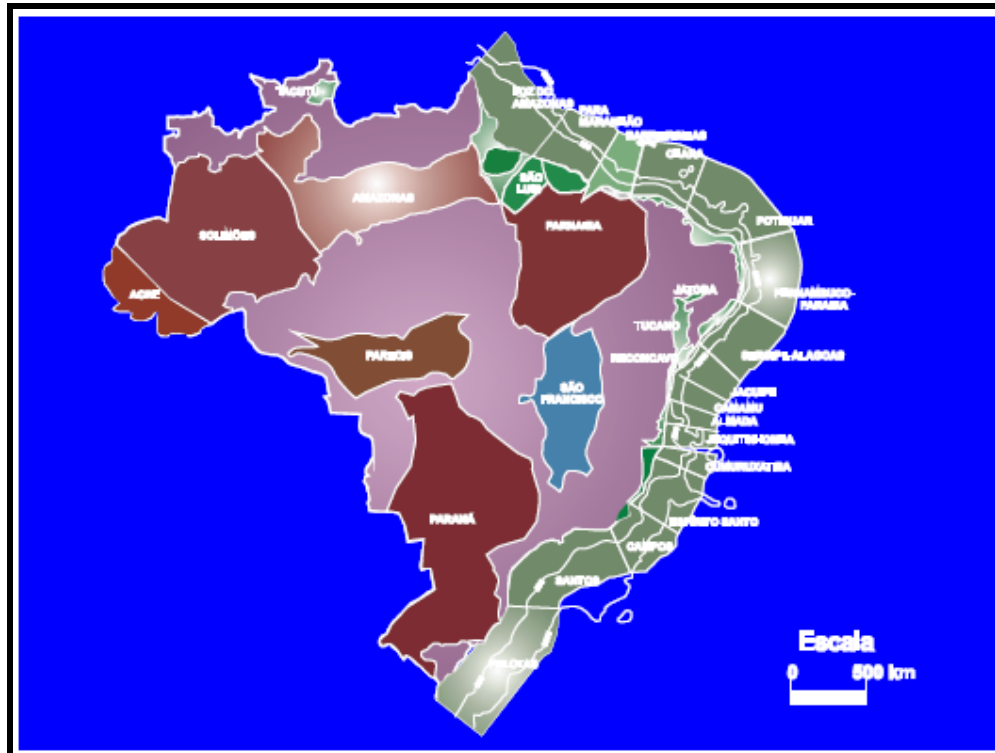


Figura 26 – Mapa do Brasil, apresentando as bacias intracontinentais e das margens continentais equatorial e oriental

Fonte: ANP

Para compreendermos melhor o potencial de algumas bacias brasileiras para o *shale gás* iremos analisar quatro bacias: Amazonas, Solimões, Parnaíba e Paraná, o objetivo será avaliar as semelhanças existentes entre os geradores das bacias Norte Americanas e os geradores das bacias brasileiras.

2.6 Bacia do Amazonas

A primeira seqüência de segunda ordem da Bacia do Amazonas, denominada de Seqüência Ordovícico-Devoniana (Figura 27), registra o estágio inicial de deposição nesta sinéclise com alternâncias de sedimentos glaciais e marinhos, dentro de um regime transgressivoregressivo. As ingressões marinhas ocorriam de leste para oeste, fazendo em onlap sobre o Arco de Purus impedindo a conexão com a Bacia do Solimões e se conectaram com as bacias do noroeste africano a leste, por sobre o atual Arco de Gurupá inexistente a época.

Após a discordância relacionada à Orogenia Caledoniana (ou Pré-Cordilheirana), um novo ciclo sedimentar de natureza transgressivo-regressiva ocorreu na bacia, originando a

deposição dos grupos Urupadi e Curuá. Estes grupos compõem a segunda seqüência de segunda ordem do Paleozóico da bacia, a aqui chamada Seqüência Devono-Tournaisiana, que representa um estágio deposicional marinho com incursões glaciais, extensivas às bacias norte-africanas e ainda sem conexão direta com a Bacia do Solimões a oeste (onde, no entanto, existem estratos equivalentes).

A Formação Barreirinha apresenta seu terço inferior bem individualizado em subsuperfície, com o auxílio de perfis geofísicos de poços (raios-gama, sônico, densidade e resistividade). Esse intervalo consiste de folhelhos cinza-escuros a pretos, físseis, carbonosos, representam os principais geradores de hidrocarbonetos da bacia, que se depositaram sob um regime de sedimentação condensada em ambiente marinho distal e euxínico, desde o eofrasniano até o eo-ou mesofameniano (MELO ; LOBOZIAK, 2003).

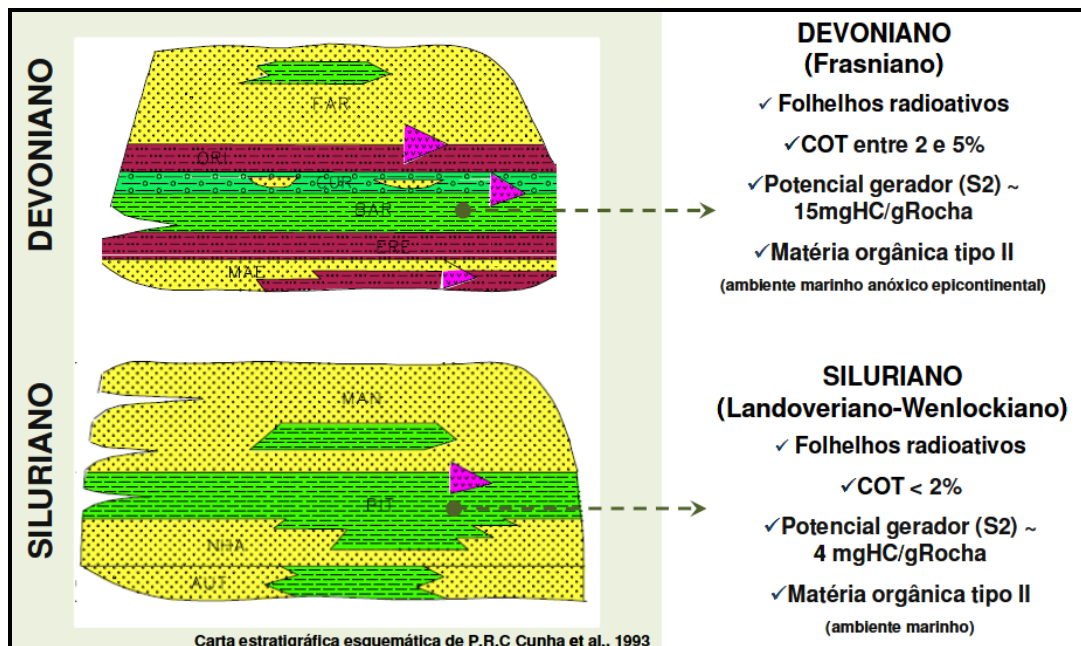


Figura 27 – Carta estratigráfica da bacia do Amazonas mostrando os principais intervalos geradores do Paleozóico

Fonte: ANP

2.7 Bacia do Solimões

Na Bacia do Solimões os folhelhos radioativos devonianos (Frasniano Superior) da Formação Jandiatuba são as rochas geradoras principais do sistema petrolífero Jandiatuba-Juruá (Figura 28). Esta unidade está associada a uma fase transgressiva, associada a um

evento mundial segundo Mello et al., (1994). Tais folhelhos apresentam espessura máxima de 40 a 50 m, teor em carbono orgânico (COT) máximo de 8,25% e reflectância da vitrinita maior que 1,35%.

As rochas geradoras secundárias são os folhelhos e diamictitos radioativos, também, pertencentes ao Membro Jaraqui (Fameniano Superior-Tournaisiano) da Formação Jandiatuba, e os folhelhos silicosos da Formação Uerê.

Os folhelhos do Membro Jaraqui, apresentam teor de COT entre 0,65-1,45%. Segundo Cunha et al., (1988), sendo que os dados organopalinológicos mostram que 40 a 70% da matéria orgânica são do tipo amorfa e herbácea, adequadas à geração de óleo. Análises do índice de alteração térmica (IAT), índice de coloração dos esporos (ICE) e de RO (>1,35%), indicam estágio maduro na área do Urucu e senil na área do Juruá, para esta unidade.

Os folhelhos silicosos da Formação Uerê apresentam COT entre 1,48 e 3,07% com uma percentagem de 75 a 95% de matéria orgânica amorfa e/ou herbácea. Semelhante a unidade anterior, encontra-se a zona madura na área do Urucu e senil nas porções centrais da bacia. A falta de fonte potencial de hidrocarbonetos (<3.5 mg HC/g rocha) combinado com o baixo teor de hidrogênio (HI < 50mg HC/g TOC) indica que os folhelhos Jandiatuba geraram muito óleo, sendo possível admitir que parte do gás gerado ainda se encontre preso no arcabouço litológico.

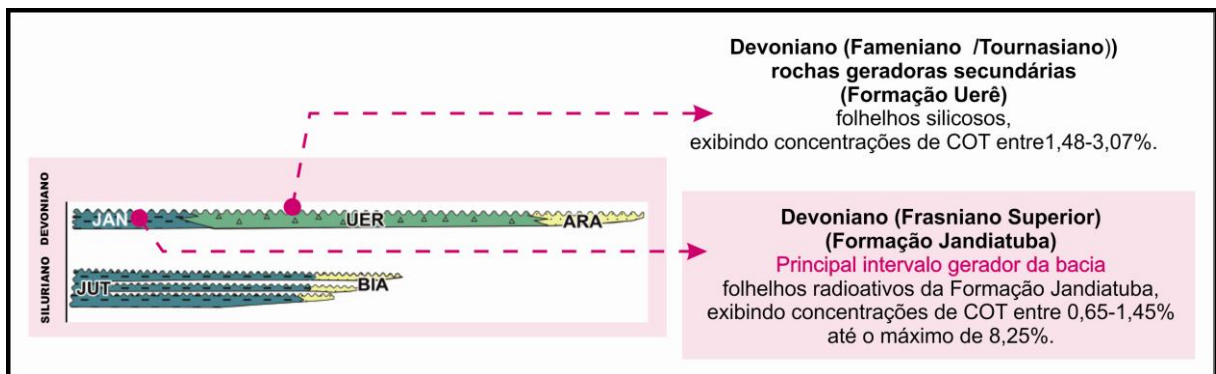


Figura 28 – Carta estratigráfica da bacia do Solimões mostrando os principais intervalos geradores

Fonte: ANP

2.8 Bacia Parnaíba

A maioria dos estudos indica que a Bacia do Parnaíba é pobre em indícios de hidrocarbonetos, tanto em quantidade como em qualidade. Pode-se considerar este fato como um reflexo das condições geoquímicas (pouco atrativas) encontradas durante a realização da maior parte dos estudos sobre esta bacia. Entretanto, a Bacia do Parnaíba apresenta geradores no Neodevoniano e Eomississipiano (Formações Pimenteiras e Longá), formados por folhelhos negros, associados aos corpos de tempestitos (Della Favera, 1990) Entretanto, devido à baixa subsidência que a bacia apresentou ao longo de sua evolução, esses geradores estão imaturos.

Os melhores indícios de hidrocarbonetos da Bacia do Parnaíba foram constatados nas áreas de Balsas, que tiveram sua origem nos intervalos de folhelhos radioativos do Devoniano (Figura 29).

Os indícios, respectivamente de óleo na área de Balsas e gás na de Capinzal, sugerem terem sido produzidos pelo efeito térmico das intrusões de diabásio. Isto é facilmente verificado, uma vez que o estágio de maturação elevado, indicado pelos indícios de hidrocarbonetos, é totalmente incompatível com a menor evolução térmica alcançada pelos intervalos geradores, quando não considerada a influência das intrusões, não somente nas áreas onde os indícios foram recuperados, mas em relação a toda a bacia.

Levando em conta o caso da exploração da área de Capinzal do Norte pela OGX (Poço 1-CAL-1MA), verifica-se a importância de uma geração estimulada por intrusão vulcânica, adicionando a temperatura necessária para maturar a matéria orgânica.

Desta maneira, crê-se que na faixa de afloramentos, na borda leste da bacia, onde a Fm. Pimenteiras estaria numa profundidade de 300-500m, a mesma seria um objetivo, desde que estivesse convenientemente afastada do foco vulcânico.

Estudos efetuados por Rodrigues (1995) sobre o efeito de intrusões ígneas sobre a matéria orgânica mostram que, Inicialmente, seguindo a importância econômica da época, estas pesquisas estavam centralizadas no efeito térmico produzido pelas intrusivas sobre as camadas de carvão (DU TOIT, 1920; EBY, 1925; BRIGGS, 1935, apud RODRIGUES, 1995). A importância deste efeito térmico sobre as camadas de carvão ainda justificou a

continuidade destes estudos em anos mais recentes (JOHNSON et al., 1963; DUTCHER et al., 1966; SCHOPF; LONG, 1966; HAMILTON, 1968, apud RODRIGUES, 1995).

Os resultados das análises mostram que na amostra mais afastada da intrusão, situada a uma distância correspondente a 1,7 vezes a espessura da intrusiva, a matéria orgânica já se encontra afetada pelo efeito térmico da intrusiva. Isto indica que o efeito térmico foi superior àquele valor.

Assim, o problema da ocorrência de acumulações econômicas de hidrocarbonetos relacionada a este processo térmico, em intervalos com conteúdo e tipos adequados de matéria orgânica, aparentemente estaria mais restrito ao seu tempo relativamente curto de atuação. Seria necessário que todas as condições para migração e acumulação dos hidrocarbonetos gerados estivessem prontas ou sendo formadas durante as intrusões.

Os valores de temperatura derivados da transformação dos valores de reflectância da vitrinita, pelo método de Bostick; Clayton (1986, apud RODRIGUES, 1995), apresentam pontos de boa coincidência com aqueles oriundos dos dados da mineralogia das argilas, como por exemplo, o desaparecimento da caolinita em seções submetidas a uma temperatura em torno de 350 oC. O reaparecimento da caolinita e dos interestratificados illita-esmectita mais próximo da intrusiva, provavelmente foi provocado pelo retardo nas transformações mineralógicas, comuns em intervalos onde predominam as reações endotérmicas de desidratação.

As conclusões apresentadas são válidas para o efeito térmico acima do corpo intrusivo e para o caso específico estudado. Os resultados, portanto, não devem ser extrapolados para outras situações diferentes das encontradas nesta localização ou para toda a Bacia do Parnaíba.

No entanto, há de se considerar que o tempo de atuação deste evento térmico é geologicamente rápido. Para ser efetivo em termos de geração, migração e acumulação de hidrocarbonetos, torna-se obrigatório que, neste curto espaço de tempo, todas as condições necessárias à ocorrência desses processos estejam presentes. É provável que este seja o principal fator limitante da efetividade deste processo, quando comparado com o modelo convencional, sem o efeito térmico de corpos intrusivos (RODRIGUES, 1995).

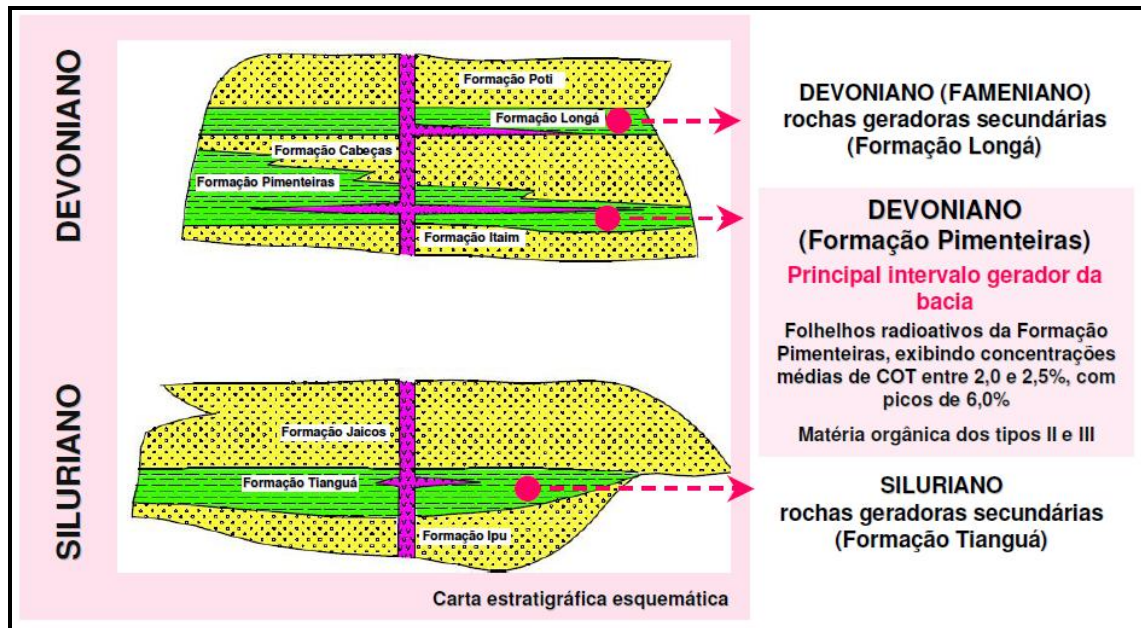


Figura 29 – Carta estratigráfica da bacia do Parnaíba mostrando os principais intervalos geradores

Fonte: ANP

2.9 Bacia do Paraná

A bacia do Paraná possui dois sistemas petrolíferos ativos comprovados: Ponta Grossa – Itararé/Rio Bonito (PG-It/RB) e Irati – Rio Bonito/Pirambóia (I – RB/P) (Figura 30). Esta sinéclise exibe formato oval, com eixo maior cobertos pelas lavas mesozóicas da Formação Serra Geral. As rochas sedimentares que a preenchem aparecem ao longo de um cinturão de afloramentos com mais de 5.500 km de extensão, moldado pelos processos erosivos mesocenozóicos do continente. O registro sedimentar-magmático desta ampla bacia alcança cerca de 7.000 m de espessura máxima.

O potencial petrolífero e a boa prospectividade da bacia também são corroborados por abundantes e diversificados recursos não convencionais: tar sands, coalbed methane folhelhos pirobetuminosos (reservas de 1,12 Bilhões de barris óleo);

Esta é considerada uma bacia de nova fronteira ainda pouco explorada, mas promissora pelas características dos seus sistemas petrolíferos, comprovado pela descoberta do campo de Barra Bonita e pelas inúmeras ocorrências de hidrocarbonetos constatadas na bacia.

Descoberta do campo de Barra Bonita, com volume de gás in place da ordem de 500 milhões de m³, estimulou a entrada de novas empresas e investimentos em novas pesquisas na bacia

Um atrativo adicional para bacia do Paraná é que a mesma situa-se em um contexto geopolítico altamente atrativo na região mais industrializada da América do Sul e inserida no maior pólo consumidor do país.

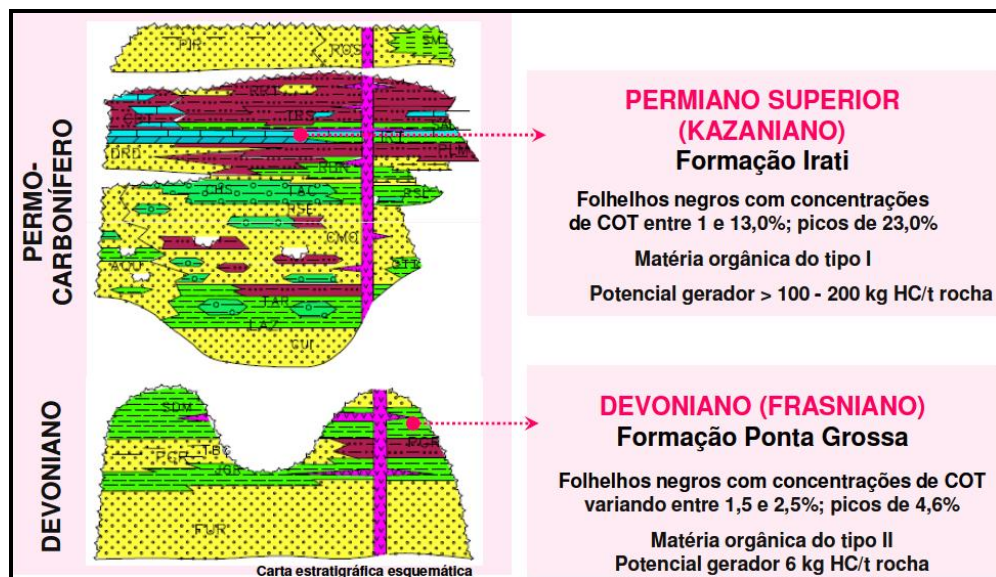


Figura 30 – Carta estratigráfica da bacia do Paraná mostrando os principais intervalos geradores

Fonte: ANP

2.10 Evolução termal das bacias analisadas e a associação com os eventos geradores

Considerando a existência nas bacias paleozóicas brasileiras de ocorrência de boas rochas geradoras de hidrocarbonetos nos intervalos Devoniano e Permiano, seria possível esperar que grandes quantidades de petróleo tenham sido geradas. Entretanto, com a ausência da maturação térmica causada pelo soterramento, apenas a ação dos corpos ígneos intrusivos nessas bacias propiciaria as condições necessárias para a geração.

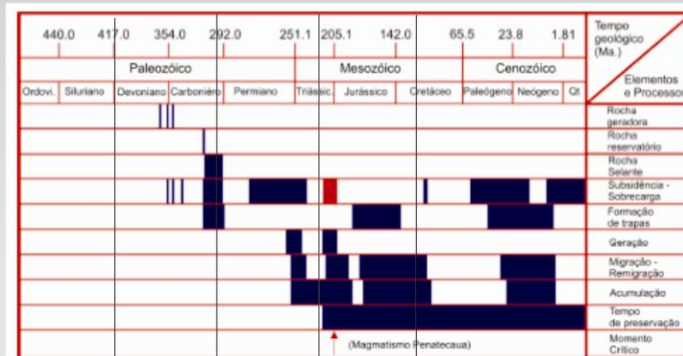
A análise do potencial do efeito termal das intrusões ígneas básicas nas rochas sedimentares foi analisado para Bacia do Parnaíba por Rodrigues (1995), e para a Bacia do Amazonas por Alves ; Rodrigues (1985), estes últimos autores chegaram à conclusão que o efeito da intrusão na encaixante é equivalente à espessura do corpo intrusivo. A potencialização deste efeito termal poderia ocorrer no caso de intrusões múltiplas, variando este efeito em função da profundidade em que se implantou a intrusão, uma vez que é maior o calor transmitido quanto maior for à profundidade intrudida.

De acordo com Figueiredo ; Milani (2002), ocorrendo eventos de migração e acumulação do petróleo concomitante a essa geração, é de se esperar que acumulações de hidrocarbonetos possam ser encontradas nessas bacias (Figura 31).

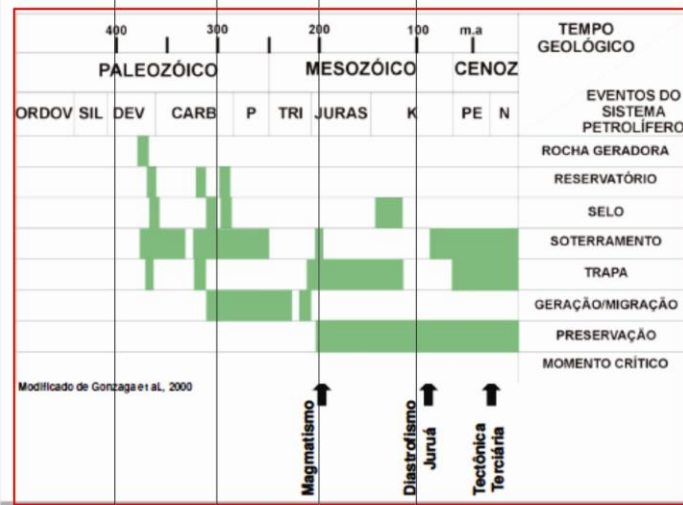
O magmatismo, que afetou as bacias do Paraná, Parnaíba, Amazonas e Solimões, teve início no Triássico (há cerca de 215 Ma), quando teve início a quebra continental entre os continentes Sul-Americano e Africano (ALMEIDA 1986, THOMAZ-FILHO et al., 2000), foi preferencialmente básico, e teve caráter tanto intrusivo como extrusivo e marcou no sul da América do Sul o início da abertura do Oceano Atlântico Sul, e na Bacia da Foz do Amazonas o início da abertura do Oceano Atlântico Norte.

A continuidade deste magmatismo se estendeu até o Neocomiano (cerca 130 Ma), marcando o processo de rifteamento que deu origem às bacias marginais brasileiras e africanas. Nestas os diques e derrames de rochas ígneas básicas são encontradas intercaladas nos sedimentos depositados em ambientes continentais durante a fase rift dessas bacias.

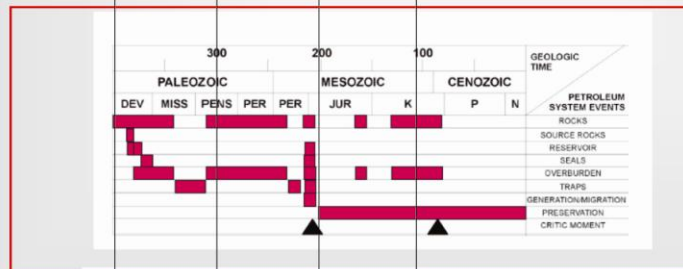
CARTAS DE EVENTOS



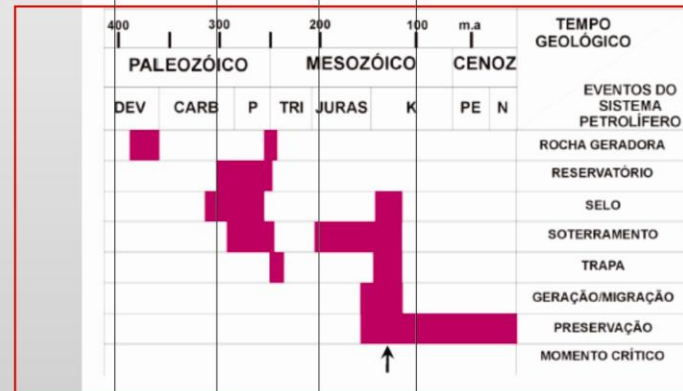
SOLIMÕES



AMAZONAS



PARNAÍBA



PARANÁ

Figura 31 – Carta de eventos mostrando os principais intervalos geradores
 Fonte: Modificado de ANP, rounds 5, 6, 9

Conforme se pode observar na (Figura 31), as fases de geração, migração e acumulação, correspondem a eventos distintos que apresentem certa proximidade no tempo. Entretanto, as condições geológicas particulares de cada bacia, levaram a distintas acumulações, que hoje apresentam variações seja nas diferentes dificuldades exploratórias sejam nos atrativos econômico da exploração.

A distinção entre as diferentes bacias também se dá quanto à recuperação, pois a Bacia do Solimões possui elevado potencial de produção e esta próxima a um grande centro consumidor, que é a Zona Franca de Manaus, que atualmente cresce a uma taxa de 5% ao ano e com condições de aproveitar todo gás produzido nesta bacia. Por outro lado as dificuldades estão próximas, uma vez que os entraves jurídicos/ ambientais impedem maiores investimento na região. A Bacia do Paraná por sua vez também tem um excelente centro consumidor, mais enfrenta problemas de ordem técnica para recuperação de o gás acumulado.

A análise geológica destas bacias sugere que além dos sistemas petrolíferos conhecido nestas bacias, existe a possibilidade das rochas geradoras ainda possuírem um grande potencial de gás retido em seu arcabouço e que não migrou para um reservatório convencional.

Devido ao potencial das rochas geradoras, pode-se admitir a princípio, que o gás retido em seu arcabouço corresponderia em volume à mesma quantidade encontrada nos reservatórios.

Assim sendo, em um cenário de médio e longo prazo este pode ser um excelente investimento para as empresas do setor, isso se o Governo Federal mantiver a promessa e realmente realizar os investimentos necessários para a ampliação da malha de gasoduto, que conseqüentemente aumentara o consumo do gás natural em todos os Estados.

Por que atualmente, em termos econômicos, a margem de lucro auferido pelo gás natural no Brasil ainda o torna pouco atraente para investimentos em tecnologias como o fraturamento hidráulico (processo ainda caro inclusive nos Estados Unidos). Além disso, deve-se levar em conta que atualmente o custo praticado para produção de um metro cúbico de gás esta entorno de U\$ 2,80 com a tecnologia convencional e o preço de comercialização esta entorno U\$ 3,60 com tendência de queda, visto a quantidade de gás explotado dos campos de *shale gás* dos norte americanos.

Devemos levar em conta não somente os campos de *shale gás* norte americanos, que estão com excelentes perspectivas de exploração, pois o governo da China também publicou recentemente que localizou na região de Tarim reservas da ordem de 30 milhões de metros cúbicos de gás a partir do *shale gás* no total a China espera produzir até 2030 445 bilhões de metros cúbicos, as reservas no território chinês são tão expressivas que possibilitou um acordo inédito com os Estados Unidos (em agosto de 2009 USA e China concordaram em compartilhar tecnologia para recuperação de gás natural).

Estas informações mostram uma tendência de médio e longo prazo bastante otimista para o consumo de gás natural, pode-se dizer que em setor que depende de tempo para começar a produzir o Brasil possui excelentes oportunidades de descobertas nas bacias observadas. O fato que no mercado nacional ainda não haver uma cultura de consumo de gás natural amadurecida pode indicar que no médio prazo este pode ser a commodity do futuro.

Deve se observar, que o atual aproveitamento econômico do *shale gás* nos Estados Unidos é decorrente do maciço investimento em pesquisas sobre a recuperação deste recurso natural, levado a cabo desde a década de 60 do século XX. A prioridade brasileira neste intervalo de tempo foi dirigida a pesquisa e reconhecimento de jazidas de HC, em detrimento de outras fontes energéticas como o xisto.

Atualmente, devido ao maior interesse das petroleiras em estudar as possibilidades brasileiras de geração de energia, temos, depois de mais de 30 anos, estudos sendo feitos com o objetivo de localizar reservatórios de xisto que sejam economicamente viáveis.

2.11 *Shale gás* no mundo

A exploração de *shale gás* ou xistos é anterior à exploração de petróleo, porém, os altos custos de mineração e de recuperação de áreas mineradas, contribuíram para impedir, que esta atividade fosse mais atraente para a exploração, até o "segundo choque do petróleo", ocorrido na década de setenta do século XX, quando os altos preços do petróleo serviram como incentivo para ocorrerem ações mais intensas para a exploração dos xistos.

A utilização do *shale gas* tem grandes implicações no futuro energético da América do Norte. O aumento pela demanda por energia nas próximas décadas fará com que a demanda por gás natural praticamente dobre até 2030 (o consumo atual é de mais de 500 milhões de

metros cúbicos por dia). No passado, devido a limitações em tecnologias de perfuração e fraturação, o shale gas não era acessível, hoje, a extração deste tipo de gás natural começa a se tornar tecnologicamente e economicamente viável.

No entanto, há os que vêem o *shale gas* como uma promessa econômica vazia. Um dos principais motivos desta dúvida é a tendência dos poços de *shale gas* apresentarem uma alta taxa de redução na produção depois de 12 meses, com a produção diária de gás caindo vertiginosamente após este período de tempo. Outra preocupação é a viabilidade econômica da extração: atualmente, o custo de produção do *shale gás* é praticamente o dobro do preço final de venda de gás natural nos Estados Unidos.

Além disso, a Agência Americana de Proteção Ambiental (EPA) investiga os potenciais efeitos dos produtos químicos utilizados na fraturação hidráulica (parte da extração do *shale gas*) sobre a qualidade da água de lençóis freáticos próximo a grandes centros consumidores.

2.12 *Shale gás* e a incerteza quanto às margens futuras

A indústria do gás natural está vivendo um momento de grande incerteza econômica devido ao comportamento dos preços do energético que, após a crise financeira mundial, se desalinhou dos preços do petróleo mantendo-se num patamar baixo (a constatação é do Grupo de Economia de Energia da Universidade Federal do Rio de Janeiro/UFRJ). Os preços do gás natural vêm evoluindo de forma diferente do esperado. O principal preço de referência na Bacia do Atlântico é o preço do mercado spot nos EUA denominado de Henry Hub (Figura 32).

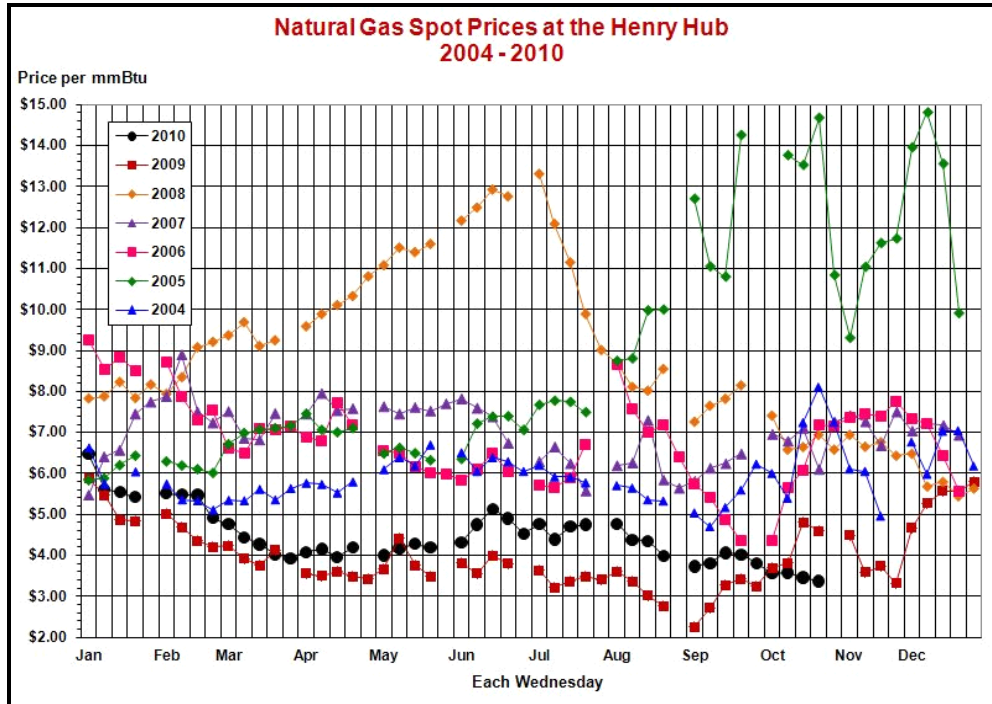


Figura 32 – Evolução no preço do gás natural no mercado spot
 Fonte: Henry Hub, <http://www.neo.ne.gov/statshtml/124.htm>

Atualmente se verifica na América do Norte uma grande queda no preço do gás, provocada pela ascensão do gás não convencional (*shale gás*). Este fato representará um desafio importante para a indústria do GNL, que apostava em preços mais altos no atual e futuro cenário.

Os atingidos seriam os projetos recentes e os em construção. Isso porque muitas empresas fecharam contratos de longo prazo obtendo como referência o Henry Hub (preço de negociação na Nymex) e agora o cenário se inverteu. As conseqüências já podem ser sentidas nos mercados maduros de gás e também na América Latina.

Este preço tradicionalmente sempre se alinhou aos preços do petróleo. Entretanto, depois da crise de 2008 se observou que o preço do Henry Hub manteve-se num patamar relativamente baixo. Isto tem impactado de forma direta projetos relacionados com o comércio de gás, em particular na cadeia do GNL.

As grandes descobertas de shale gás na América do norte mudou o cenário até então conhecido para GNL, com isso resta nos questionarmos: como o ativo está mudando os negócios com gás natural nos EUA e em outras partes do mundo? Até que ponto ele é uma realidade?

As inovações na área do gás não convencional quanto à forma de recuperação estão mudando o potencial de produção na América do Norte com impactos importantes para o comércio mundial de gás e os preços esperados.

O preço baixo do gás tem gerado questionamentos quanto à política de exportação de gás do país. Enfim, os fundamentos da geopolítica do gás natural estão sendo questionados pelas mudanças inesperadas no contexto do mercado de gás.

Esta é a principal dúvida que o setor vive neste momento. O Brasil não tem, a curto prazo grande projeto voltado para exploração de shale gás, porém a médio prazo e longo prazo este poder ser um excelente mercado a ser explorado

O que muda num primeiro momento é o interesse das empresas do setor esta nova possibilidade de investimento, entretanto com a redução nos preços deste energético para o comércio nacional haverá uma preferência por aquisições e desenvolvimento de campos com menor grau de comprometimento financeiro.