

1 INTRODUÇÃO

Após mais de 50 anos de exploração, as reservas provadas de petróleo, no Brasil, estão em 13,232 bilhões de barris de óleo equivalentes (boe), segundo critério ANP/SEC, em 31 de dezembro de 2005 (PETROBRAS, 2006a). Considerando o que já se produziu, 7,881 bilhões de barris de óleo e outros 228,7 bilhões de metros cúbicos de gás até 2004, segundo artigo “O salto gigante da Petrobras” de Claudia Siqueira, publicado na revista Brasil Energia de abril de 2005, mais a produção declarada pela PETROBRAS (2006a) de 673 MMboe durante 2005, tem-se aproximadamente 10 bilhões de barris equivalentes de produção acumulada. Pode-se fazer uma estimativa de quanto de petróleo se espera descobrir nos próximos 10 anos, simplesmente observando os investimentos em E&P que as companhias já planejaram para o Brasil.

Partindo do pressuposto que a Agência Nacional do Petróleo (ANP) tem como meta uma produção de 500.000 bbl/dia fora do sistema Petrobras, nos próximos 10 anos, que medidas deverão ser tomadas para incentivar os investimentos? Que argumentos geológicos e tributários serão considerados?

O investimento previsto pela Petrobras para a área de exploração no país é de 40,7 bilhões de dólares, segundo o Plano de Negócio 2007-11 (PETROBRAS, 2006a). As outras 17 empresas, que já estão em operação no Brasil, também pretendem investir, nos próximos 5 anos, mais de 5 bilhões de dólares.

O Brasil ainda tem 23 bilhões de barris a descobrir? Qual o potencial petrolífero das bacias brasileiras? Vale a pena investir no Brasil? O que traz as companhias ao Brasil, em detrimento de outros países como a Venezuela e o Oeste da África?

O impacto do negócio *petróleo* na economia brasileira e no mundo tem sido preponderante ao longo dos últimos 30 anos. No entanto, só agora se vislumbram oportunidades que, se bem aproveitadas, poderão alavancar o desenvolvimento da economia nacional. Para exemplificar, durante o ano 2006,

atingiu-se um equilíbrio no comércio do petróleo com as quantidades exportadas algumas vezes maiores que as importações (TABELA 1).

Tabela 1 – Importações e exportações de petróleo em 2006.

PRODUTO	PETRÓLEO (BEP)	
	IMPORTAÇÃO	EXPORTAÇÃO
Meses	2006	2006
Janeiro	7.262.265	17.517.180
Fevereiro	9.966.948	5.012.712
Março	13.929.278	7.725.805
Abril	10.734.116	8.711.798
Maio	12.507.401	7.380.696
Junho	10.426.765	8.186.277
Julho	9.316.646	15.722.406
Agosto	16.397.351	12.623.792
Setembro	8.598.556	17.564.902
Outubro	11.269.325	11.286.984
Novembro	15.027.795	12.498.895
Dezembro	5.484.477	17.176.624
Total do Ano	130.920.923	141.408.071

Fonte: ANP, 2007

O tema desta pesquisa, “Risco e Oportunidades na Exploração de Petróleo no Brasil e Atlântico Sul”, coloca em foco a região do Atlântico Sul e aborda a complexidade geológica dos projetos de exploração com riscos elevados e com tecnologia de ponta. Essa região apresenta uma vantagem competitiva pela proximidade dos centros consumidores, Europa e EUA, e pelo histórico de paz entre os seus povos.

A avaliação geoeconômica dos projetos considerará o risco exploratório e a avaliação da carga fiscal, definindo a atratividade de cada província geológica selecionada, uma dentre as bacias do Brasil, da Venezuela e de Angola, na África, facilitando uma comparação entre as bacias. Será estabelecida uma visão instantânea do potencial exploratório de hidrocarbonetos, sem recorrer a uma classificação tradicional detalhada. O objetivo é simplificar a comparação das bacias para permitir encontrar analogias que seriam ofuscadas por análises puramente geológicas.

O conhecimento detalhado das províncias geológicas de petróleo já descobertas, das estimativas de crescimento de reservas e, também, dos

campos a serem descobertos fornece a base de dados utilizada para modelar os critérios de decisão. O objetivo é quantificar as incertezas das variáveis na exploração das áreas petrolíferas e o impacto das regras governamentais, o regime fiscal, nos custos, destacando as possíveis necessidades de mudança de leis para aumento da competitividade brasileira.

A sociedade civil, bem como seus representantes e as pequenas e médias empresas necessitam de mecanismos que indiquem os resultados prováveis, num cenário futuro, para as decisões tomadas hoje. Pretende-se mostrar a necessidade de instrumentalizar o Estado para simular o benefício de alterações nas portarias, leis federais, estaduais e municipais, em todo o conjunto de regras governamentais.

A análise de risco é a ferramenta mais utilizada no processo decisório durante a fase exploratória. O processo de análise de risco tem que incorporar os vários tipos de incerteza, tais como, incertezas geológicas, econômicas, tecnológicas e estabilidade de regras governamentais. A chance geológica, a regulação e a confiabilidade jurídica são o que orienta as decisões de investimento.

As oportunidades da região do Atlântico Sul estão ligadas ao futuro da exploração em águas profundas, onde os sedimentos da porção distal da plataforma continental brasileira foram depositados do Terciário (Mioceno) ao presente, período fértil na formação de campos de petróleo, o que resultou em profícuas descobertas.

No Capítulo 2, sob o título de “Sistema Petrolífero”, é dissecada a evolução dos conceitos ao longo do tempo, desde prospecto, *play* e Sistema Petrolífero, de forma a contemplar o desenvolvimento de técnicas de estimação mais acuradas do potencial de reservas de óleo e gás a serem descobertas.

Sob o título “Geologia e Oportunidade de Negócios no Atlântico Sul”, o Capítulo 3 apresenta a análise de risco para definir aonde explorar, e avalia as quantidades comerciais de petróleo a serem descobertas. O mapeamento do potencial a ser descoberto entre províncias petrolíferas permite uma comparação entre as oportunidades, desde que se leve em conta os fatores

econômicos de cada região, como as regras governamentais: o arcabouço jurídico e o regime fiscal. Esse mapeamento fornece o conhecimento para que se gerencie e reconheça o risco e oportunidade para serem aproveitados. A análise transcorre sobre duas vertentes: a incerteza geológica e o risco econômico sob a ótica do regime fiscal. Para comparar as oportunidades de cada país, foram selecionados os seguintes conjuntos de dados, tendo como raiz o arquivo intitulado “Avaliação Regional da Energia Mundial” (ANEXO I), disposto segundo o quadro de dados descritos (QUADRO 1) a seguir:

REGIÃO	ÁFRICA SUBSAARIANA E ANTÁRTICA	AMÉRICA DO SUL E CENTRAL (ANEXOS II E III)	
PROVÍNCIA GEOLÓGICA	Bacias do Litoral Oeste-Central 7203	Bacias Venezuelanas do Oriente 6098 (ANEXO IX)	Bacia de Campos 6035 (ANEXO IV)
SISTEMA PETROLÍFERO TOTAL	Bacia de Cuanza 720304	Querecual 609801	Lagoa Feia – Carapebus 603501 (ANEXO V)
UNIDADES DE AVALIAÇÃO	Cuanza-Namibe 72030401	Cinturão de Rochas Dobradas 60980101 Sub-bacia de Guarico 60980102 Sub-bacia de Maturin 60980103 Faixa do Orinoco 60980104	Turbiditos do Cretáceo Superior ao Terciário 60350101 (ANEXO VI) Carbonatos do Cretáceo 60350102 (ANEXO VII) Areias do Terciário da Província do Domo de Sal 60350103 (ANEXO VIII)

Quadro 1 – Conjunto de dados utilizados para comparar as oportunidades.
Fonte: WE2000 (2000a e 2000b)

O Capítulo 4 aborda outro item, de caráter específico: a “Modelagem da Incerteza Geológica e Risco Exploratório Utilizando o Método do Ciclo Completo”. Discute ferramentas de modelagem de dados para a tomada

decisão, considerando a incerteza geológica e o risco econômico previstos pela simulação de um ciclo completo do empreendimento.

Fica a cargo do Capítulo 5 a discussão dos resultados da comparação entre as alternativas de investimento apresentadas no Capítulo 3.

Busca-se apresentar um quadro abrangente, que ajude na avaliação da respectiva atratividade de cada país, em relação aos investimentos que as diversas empresas de petróleo poderão realizar nos próximos anos, dentro de seus planos de investimento na área de exploração e produção.

A consideração das dimensões de favorabilidade geológica e da atratividade dos respectivos regimes fiscais de cada país representa o reconhecimento de que os principais parâmetros geológicos não podem ser separados da avaliação de risco relativa à situação legal e fiscal desses investimentos.

As decisões relativas a investimentos na área de exploração e produção de petróleo atingem cifras bilionárias e colocam substanciais parcelas do capital das empresas de petróleo em risco. Esses valores podem determinar o êxito e a viabilidade futura de grandes empresas multinacionais e de empresas estatais, ou podem significar fracassos com conseqüências drásticas. Se privadas, essas empresas precisam demonstrar perante seus acionistas e demais controladores que suas decisões foram embasadas nas melhores técnicas de avaliação de risco desses projetos. Se nacionais, essas empresas precisam demonstrar para seus governos, e em última instância, para seu povo, os cidadãos de seus respectivos países, que os interesses nacionais foram devidamente resguardados por decisões bem fundamentadas, que consideraram os diversos tipos de risco atinentes a esses projetos.

O ciclo de vida dos investimentos em projetos de exploração e produção de petróleo chega a contemplar décadas, durante as quais os investimentos iniciais, as despesas operacionais e de descomissionamento, e as receitas, e as receitas pautadas pelo regime fiscal vigente afetarão o resultado desses projetos. Num contexto globalizado, em que investimentos fluem facilmente para diferentes regiões e países, buscando as condições de risco e retorno

mais adequadas ao perfil das empresas investigadoras, que devem fazer uma avaliação holística dos riscos envolvidos, tanto em relação à dimensão geológica, como em relação ao regime fiscal. Para as empresas nacionais, essa é uma questão de segurança nacional, como pode ser uma sobrevivência, num ambiente competitivo global, para as empresas privadas.

Ambas as considerações, da favorabilidade geológica e da atratividade do regime fiscal vigente, são determinantes do êxito ou fracasso dos projetos de exploração e produção de petróleo, e não devem ser consideradas isoladamente.

As conclusões sobre o impacto de políticas governamentais na atração de investimentos na pesquisa e exploração de petróleo em território nacional fecham a pesquisa no Capítulo 6.

No decorrer da pesquisa, com os levantamentos dos aspectos geológicos e tecnológicos e das questões políticas e econômicos, novas idéias foram concebidas. Essas concepções são apresentadas no Capítulo 7, como sugestões e recomendações para favorecer o melhor desenvolvimento da sociedade brasileira.

2 SISTEMA PETROLÍFERO

O desenvolvimento do conhecimento geológico está baseado na formulação de teorias, comprovadas pelo processo chamado de método científico. Este método viabiliza a confirmação ou negação das hipóteses formuladas para se explicar um determinado fenômeno. Finalmente, se a tese proposta, após vários testes, explica o fenômeno, se estabelece uma teoria, que passa a ser estudada pela comunidade científica. A discussão e a aplicação da teoria contribuem para a solidificação de seus conceitos, possibilitando o seu aperfeiçoamento, seja através de um maior detalhamento ou, até mesmo, pelo questionamento sobre os seus fundamentos. A teoria das placas tectônicas, o ciclo das rochas e os eventos catastróficos são conceitos-base para o estudo da formação e o preenchimento dos espaços na crosta terrestre, estudo este denominado de análise de bacias.

As motivações para a pesquisa estão sempre relacionadas às necessidades de obtenção de conhecimento, visando a aumentar o poder econômico ou político. Assim, a humanidade tem evoluído no seu aprendizado sobre a geologia, visando à descoberta e ao uso mais eficiente dos recursos minerais. A partir da revolução industrial, esta nova sociedade estabelece o insumo energia, como um dos principais fatores de produção. Com o advento do automóvel, os demais recursos energéticos explorados até aquele momento tiveram importância reduzida frente à escolha do petróleo como o combustível do motor à explosão, entrando a humanidade na era do petróleo.

Desde então, a busca pelo “ouro negro” incentivou o desenvolvimento de técnicas científicas que auxiliassem na descoberta de jazidas comerciais de petróleo. Logo verificou-se que as acumulações de hidrocarbonetos eram encontradas em bacias sedimentares. A história da evolução tectônica e o preenchimento destas bacias, de acordo com variados estilos deposicionais, foram determinantes na classificação e tipificação de ambientes propícios à descoberta de petróleo.

A investigação de bacias sedimentares, no que se denominou Escola da Exxon (VAIL *et al.*,1977), desenvolveu os conceitos de estratigrafia de seqüências e estilo estrutural de rochas sedimentares, para melhorar a concepção do modelo geológico exploratório. Até os anos 60, os custos de perfuração não impactavam nas campanhas exploratórias, o que não perdurou, levando à aplicação da modelagem computacional para o tratamento dos dados geológicos, produzindo estudos de quantificação das correlações estratigráficas das formações que apresentavam alta probabilidade de descobertas, fato este, que reduziu o risco representado pela ocorrência de poços pioneiros secos (DREW,1990). Em consequência, surgiram regiões favoráveis, onde uma determinada formação geológica - a rocha reservatório - passou a ser o objetivo principal a ser atingido numa perfuração. A nomenclatura usada pelos exploracionistas tem contemplado essa nova realidade, atribuindo os conceitos de *play* exploratório, de *trend* exploratório e de *fairway* aos alvos geológicos favoráveis, termos usados com pequenas diferenças entre autores.

Os pesquisadores franceses definiram o termo *Zona Petrolífera* para uma conjunto de campos de óleo e gás (BOIS, 1975; GESS & BOIS, 1977) como sendo um volume de acumulações de hidrocarbonetos na rocha, que têm em comum a fonte, a história termal, o transporte e o selo, sobressaindo-se a característica de que os hidrocarbonetos tenham composição química similar, aspecto esse relacionado com a sua origem genética.

A aplicação de técnicas modernas de estratigrafia de seqüência e sísmica, conjuntamente com a geoquímica orgânica, ampliou a interpretação dos dados geológicos da sedimentação das bacias. Isso tornou possível detalhar os elementos e os processos responsáveis pela história do petróleo, desde o seu nascimento até o local de acumulação final. Essa modernização da ciência é determinante para o aumento da importância do estudo da rocha geradora.

A capacidade de identificar a família genética provedora de cada tipo de óleo, correlacionando os biomarcadores encontrados na rocha fonte originária,

permitiu inverter a técnica: agora se estimam a quantidade de óleo gerado na rocha fonte, a quantidade expulsa, os caminhos possíveis de migração lateral e vertical, para buscar as possíveis acumulações, idéia lançada no trabalho *Oil System* (DOW,1974).

O termo *Sistema Petrolífero* foi adotado porque *petrolífero* inclui todas as formas de hidrocarbonetos (sólido, líquido, gasoso) (LEVORSEN, 1967) e *sistema* representa a interdependência entre os elementos essenciais (rocha geradora, rocha reservatório, selo e sobrecarga) e os processos (formação do trapa e geração-migração-acumulação do petróleo) (MAGOON & DOW,1994).

2.1 CONCEITUAÇÃO CLÁSSICA

O Sistema Petrolífero é definido como o conjunto de partes interagentes, que encerra a porção (*pod*) da rocha geradora matura de óleo e gás, e inclui todos os elementos e processos geológicos (FIGURA 1) que são essenciais na acumulação de hidrocarbonetos, se existirem. A origem genética relaciona os hidrocarbonetos encontrados na rocha reservatório com o sua formação na rocha geradora.



Figura 1 - Elementos e processos que compõem o Sistema Petrolífero
Fonte: ARMENTROUT, 2000

Os elementos essenciais de um Sistema Petrolífero e os processos têm que estar presentes corretamente no tempo e espaço, efeito esse denominado sincronismo, de forma que a matéria orgânica encontrada na rocha geradora possa ser convertida em uma acumulação de hidrocarbonetos, na rocha reservatório. Qualquer elemento ou processo pode ser responsável por uma falta, portanto um Sistema Petrolífero existe onde quer que todos estes elementos essenciais e processos tenham ocorrido, ou tenham probabilidade de ocorrer.

No estudo de um Sistema Petrolífero, primeiramente, identifica-se o sistema. Posteriormente, nomeia-se, determina-se o nível de incerteza, desenha-se um mapa da geografia, da estratigrafia e da extensão temporal dos acontecimentos. Para tanto, o estudo deve abordar: a correlação geoquímica petróleo–petróleo; a correlação geoquímica petróleo–rocha geradora; a carta da história do soterramento; o mapa do Sistema Petrolífero; a seção transversal do Sistema Petrolífero; o gráfico dos eventos; a tabela das acumulações de hidrocarbonetos; e, por último, a determinação da eficiência da geração–acumulação.

2.1.1 Identificação do Sistema Petrolífero

Para identificar um Sistema Petrolífero, o geólogo exploracionista deve encontrar algum vestígio de petróleo. Qualquer quantidade de petróleo é uma prova da existência de um Sistema Petrolífero, não importa quão pequena seja. Uma exsudação natural de óleo ou gás, um indício de óleo em uma amostra de calha de um poço, ou uma acumulação de petróleo, demonstram a presença de um Sistema Petrolífero. Portanto, as etapas para determinar o tamanho do Sistema Petrolífero, após a descoberta de sua existência, são: agrupar as ocorrências de petróleo geneticamente relacionadas usando características geoquímicas e estratigráficas; identificar a fonte usando a correlação entre o petróleo e a rocha geradora; determinar uma área comum para a porção de

acumulação da rocha geradora (*pod*), responsável pelas ocorrências de petróleo geneticamente relacionados; e gerar uma tabela de acumulações para calcular o total de hidrocarbonetos no Sistema Petrolífero, e aquelas rochas reservatórios, que contêm a maior parte do petróleo. Por último, nesta fase de identificação, nomeia-se o Sistema Petrolífero.

O nome de um Sistema Petrolífero contém algumas partes dos agentes: o nome da rocha geradora, o nome da rocha reservatório que contém o maior volume *in situ* de petróleo e, entre parêntesis, um símbolo que expressa o grau de incerteza de sua existência. A figura 2 mostra um exemplo da montagem do nome do Sistema Petrolífero e como selecionar o nome da rocha reservatório.

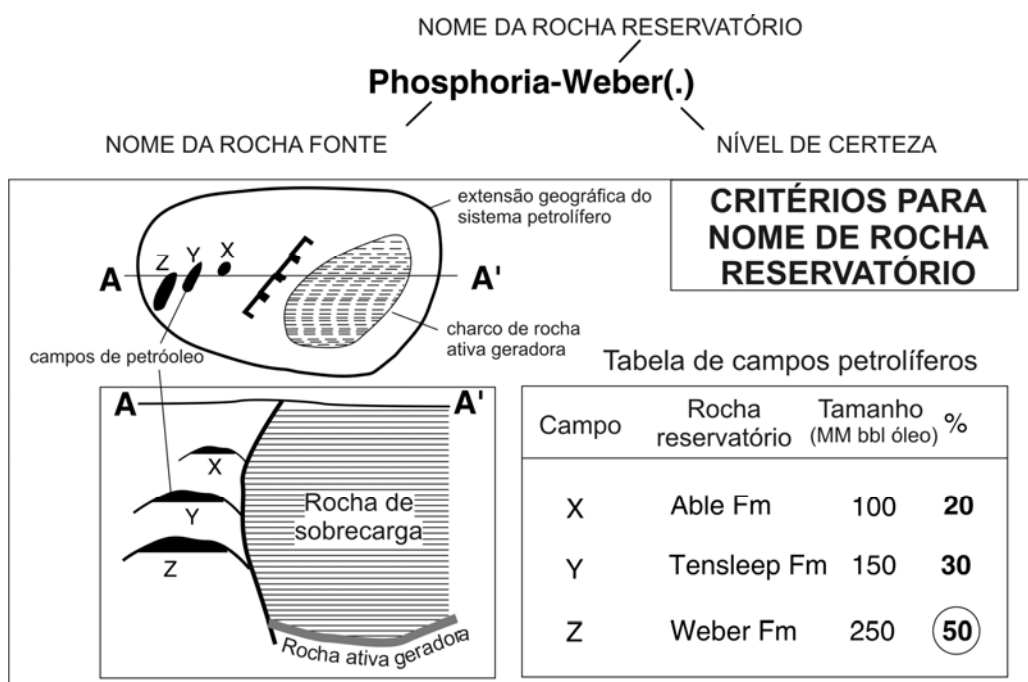


Figura 2 - Critério para nomear um Sistema Petrolífero
Fonte: MAGOON *et al.*, 1999

O nível de certeza indica o grau de confiança em que cada porção particular (*pod*) da rocha fonte matura tenha gerado acumulações de hidrocarbonetos. Ao final do nome do Sistema Petrolífero, o nível de incerteza é indicado pelo símbolo (!) para conhecido, (.) para hipotético e (?) para especulativo. O maior nível de incerteza apresenta uma correlação positiva entre a rocha fonte e a acumulação, entre o óleo e o gás acumulados e as famílias de fósseis encontrados na rocha geradora, definido como **conhecido**. Quando as propriedades geoquímicas do petróleo, na acumulação, não apresentam uma correlação positiva com a rocha fonte, mas esta tem extrato de hidrocarboneto similar ou teor de carbono orgânico (COT) e índice de hidrogênio (IH) suficientes para geração, classifica-se como **hipotético**. Quando a acumulação ocorre em um mesmo intervalo estratigráfico, ou numa mesma área geográfica, e mesma rocha geradora, mas falta uma correlação positiva, classifica-se como **especulativo**, sendo este o de mais alto nível de incerteza.

2.1.2 Horizontes Geográficos, Estratigráficos e Temporais

O Sistema Petrolífero é limitado pelo tempo e o espaço. Pode ser descrito por três importantes aspectos: idade, momento crítico e preservação. A idade de um sistema é o tempo requerido para o funcionamento do processo de geração–migração–acumulação do hidrocarboneto. O momento crítico é o instante que melhor representa o processo de geração–migração–acumulação do hidrocarboneto. O diagrama geo-histórico (FIGURA 3) apresenta a melhor caracterização do momento crítico na sua extensão estratigráfica.

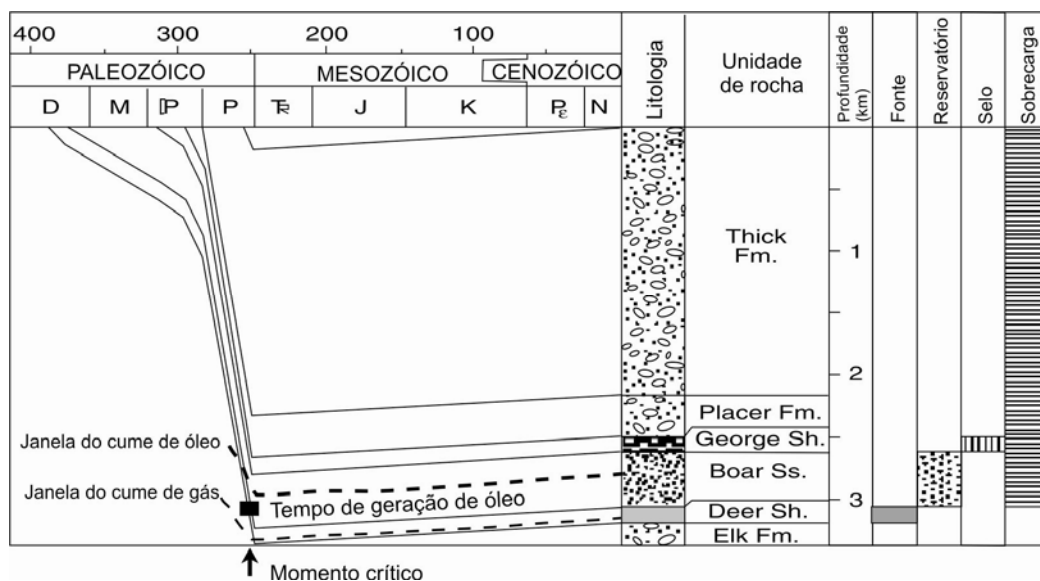


Figura 3 - Diagrama geo-histórico mostrando: idade, momento crítico, e tempo de preservação

Fonte: MAGOON & DOW, 1994

Após o início do processo de geração, migração e acumulação inicia-se a contagem do tempo de preservação, que se estende até o presente. Durante este período, modificações podem ocorrer, tais como: uma degradação física ou biológica, a completa destruição do petróleo, ou remigração (migração terciária). Esta última, após o sistema original ter sido formado, pode produzir uma nova acumulação em outra rocha reservatório. Pouca atividade tectônica, neste período, contribui para a manutenção das acumulações na sua posição original. A migração terciária acontece durante o tempo de preservação, se ocorrer uma dobra, falha, soerguimento, ou erosão. Se toda a acumulação tiver sido destruída, não haverá evidências de que um Sistema Petrolífero existiu.

Os aspectos espaciais do Sistema Petrolífero são definidos como sendo as informações sobre sua localização geográfica e sua posição estratigráfica. O desenho da geografia do sistema procura reproduzir a situação encontrada na época do momento crítico. A extensão geográfica do Sistema Petrolífero é

definida por uma linha pontilhada que circunda a porção da rocha ativa na geração de hidrocarbonetos (*pod of active source rock*), e todas as ocorrências, as exsudações e as acumulações originadas deste local (*pod*). Para exemplificar, o mapa abaixo (FIGURA 4) mostra a extensão geográfica de um Sistema Petrolífero fictício Deer-Boar(.), usado por Magoon & Dow (1994).

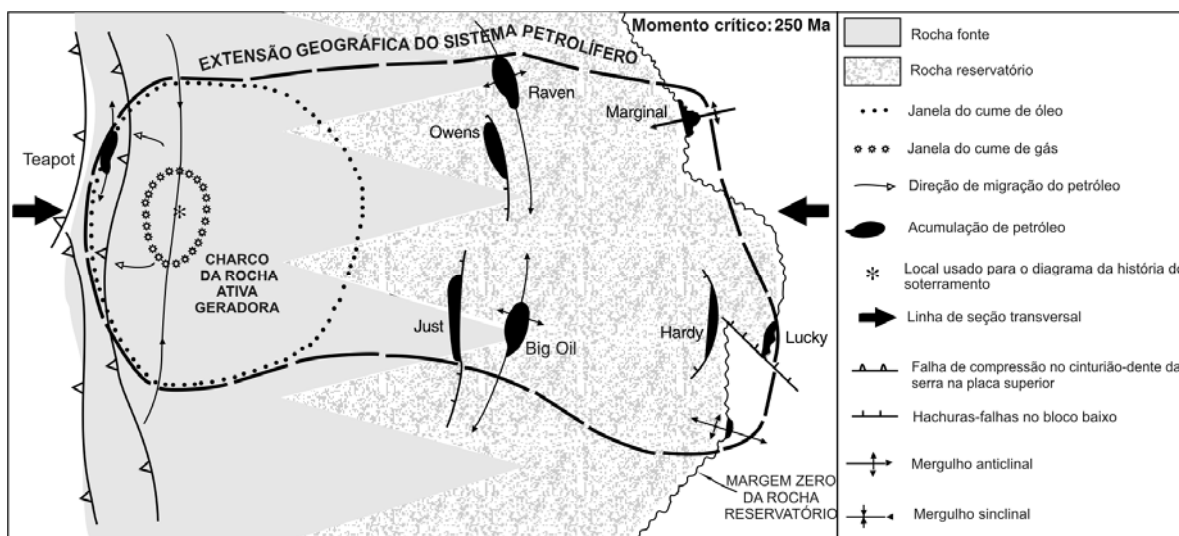


Figura 4 - Extensão geográfica no momento crítico 250 Ma do Sistema Petrolífero Deer-Boar(.)

Fonte: MAGOON & DOW, 1994

O horizonte estratigráfico de um Sistema Petrolífero é definido pelo conjunto de unidades litológicas que compõem os elementos essenciais, dentro da extensão geográfica do sistema. O diagrama da história de soterramento e a seção transversal da extensão geográfica, desenhados para o momento crítico, descrevem o ambiente estratigráfico do sistema. Usa-se o exemplo clássico do Sistema Petrolífero Deer-Boar(.), para mostrar sua seção geológica (FIGURA 5).

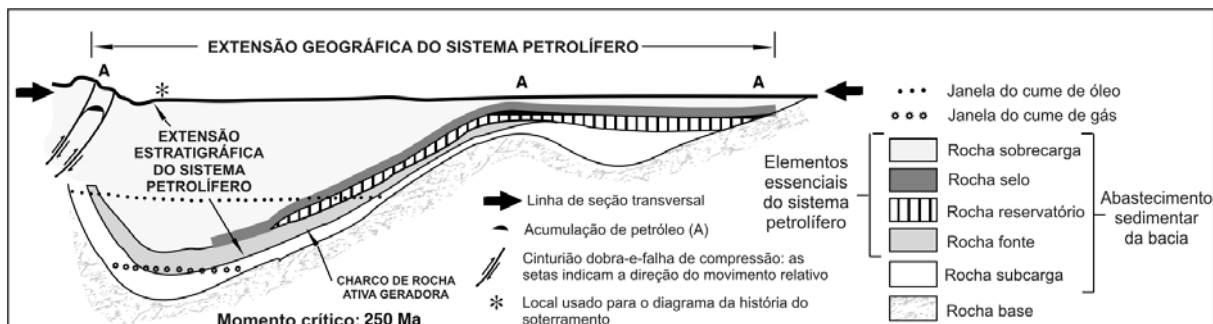


Figura 5 - Seção transversal da extensão geográfica no momento crítico 250 Ma do Sistema Petrolífero Deer-Boar(.)

Fonte: MAGOON & DOW, 1994

O diagrama da história de soterramento apresenta, de forma concisa, a inter-relação entre os elementos e os processos. Apresenta, também, o momento crítico e o tempo de preservação, permitindo apreender a noção de sincronismo entre os processos e a formação dos elementos essenciais. O diagrama de eventos para o Sistema Petrolífero Deer-Boar(.) é apresentado na figura 6.

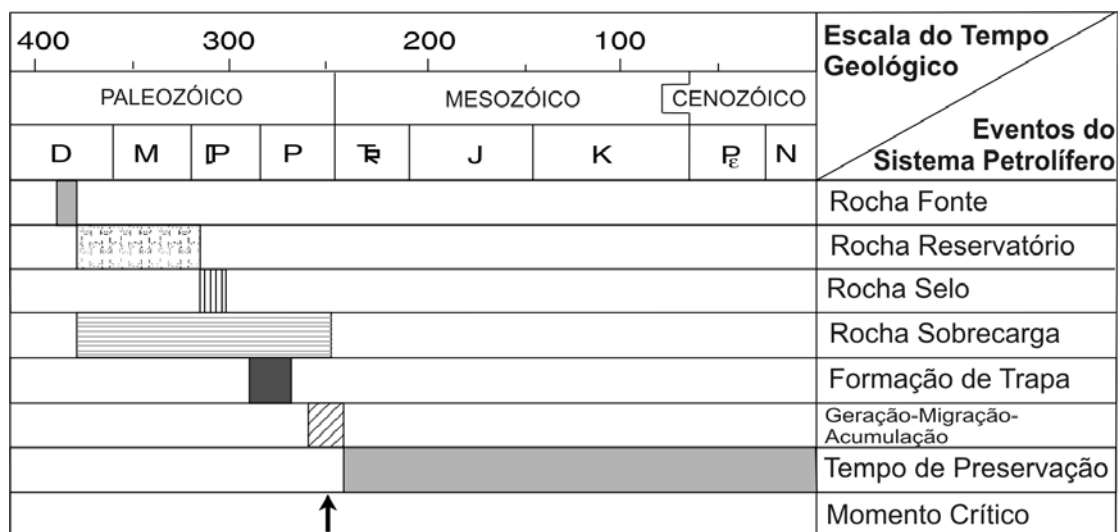


Figura 6 - Diagrama de eventos da historia de soterramento

Fonte: MAGOON & DOW, 1994

2.2 MAPEAMENTO E TAMANHO DE SISTEMA PETROLÍFERO

Um Sistema Petrolífero é mapeado na sua extensão geográfica, estratigráfica e temporal. A extensão geográfica é definida pela linha que circunscreve o local da rocha ativa na geração de hidrocarbonetos, assim como todas as ocorrências, as exsudações e as acumulações, originadas deste local. A extensão estratigráfica é representada pelas unidades litológicas que compreendem os elementos essenciais, sua história de soterramento e pela seção transversal, desenhados para época do momento crítico. A extensão temporal é mostrada pelo diagrama de eventos, que apresenta o sincronismo das idades dos elementos essenciais e dos processos, bem como o tempo de preservação e o momento crítico.

O tamanho de um Sistema Petrolífero compreende o volume total do hidrocarboneto recuperável, originado em uma porção (*pod*) da rocha ativa geradora. Para determinar a eficiência da geração e acumulação, calcula-se a razão entre o volume total do hidrocarboneto recuperável (*in situ*), retido pelo trapa na rocha reservatório, e o volume total gerado pela rocha fonte. No exemplo do Sistema Petrolífero Deer-Boar(.), calcula-se seu tamanho em aproximadamente 1,2 bilhões de barris (bbl), após somar para todos os campos já descobertos, o que foi produzido com as reservas remanescentes (TABELA 2).

Tabela 2 - Campos descobertos do Sistema Petrolífero Deer-Boar(.)

Nome do Campo	Data da Descoberta	Rocha Reservatório	Gravidade API (°API)	Produção de Óleo cum. (x10 ⁶ bbl)	Reservas Remanescentes (x10 ⁶ bbl)
Big Oil	1954	Boar Ss	32	310	90
Raven	1956	Boar Ss	31	120	12
Owens	1959	Boar Ss	33	110	19
Just	1966	Boar Ss	34	160	36
Hardy	1989	Boar Ss	29	85	89
Lucky	1990	Boar Ss	15	5	70
Marginal	1990	Boar Ss	18	12	65
Teapot	1992	Boar Ss	21	9	34
Total				811	+ 415

Fonte: MAGOON & BEAUMONT, 2003

2.3 QUANTIFICAÇÃO

A quantificação de um Sistema Petrolífero inicia-se pelo cálculo do volume total gerado pela rocha fonte. A ausência de geração é uma condição restritiva para o funcionamento do Sistema Petrolífero; por outro lado, uma rocha que contém matéria orgânica não é, necessariamente, uma fonte de hidrocarbonetos. Para que seja considerada uma rocha geradora efetiva, deve apresentar três requisitos: quantidade de matéria orgânica, qualidade de matéria orgânica e maturação (PETERS & CASSA, 1994).

Os principais critérios utilizados para medir a eficiência da geração de hidrocarbonetos são: 1) teor de carbono orgânico total (COT), ou a medida relativa do carbono presente na forma de querogênio ou betume; e 2) evolução térmica, a pirólise da rocha, processo desenvolvido por Espitalié (*apud* ALLEN & ALLEN, 1990), onde: o pico S1 representa o hidrocarboneto que já estava na rocha antes da pirólise; o pico S2, o hidrocarboneto produzido em altas temperaturas pela quebra do querogênio; e o pico S3, os componentes voláteis CO₂ e H₂O.

O petróleo é gerado a partir da quebra das moléculas de querogênio na rocha geradora, causada pelo aumento da temperatura e pressão durante um período de tempo. A faixa de temperatura entre 65° a 165°C é denominada “janela de geração de óleo” e até 210°C, janela de gás (THOMAS, 2001). Nessas janelas são produzidas a maturação e a expulsão dos hidrocarbonetos, que depois se movimentam por fluatibilidade. Quando a saturação do óleo alcança 0,5 a 4%, as forças de flutuação e a pressão interna condicionam a movimentação do hidrocarboneto (UNGERER *et al.*, 1990). Este movimento pode ser desenhado por direções ortogonais às isolinhas de contorno da camada impermeável que controla a migração (FIGURA 7).

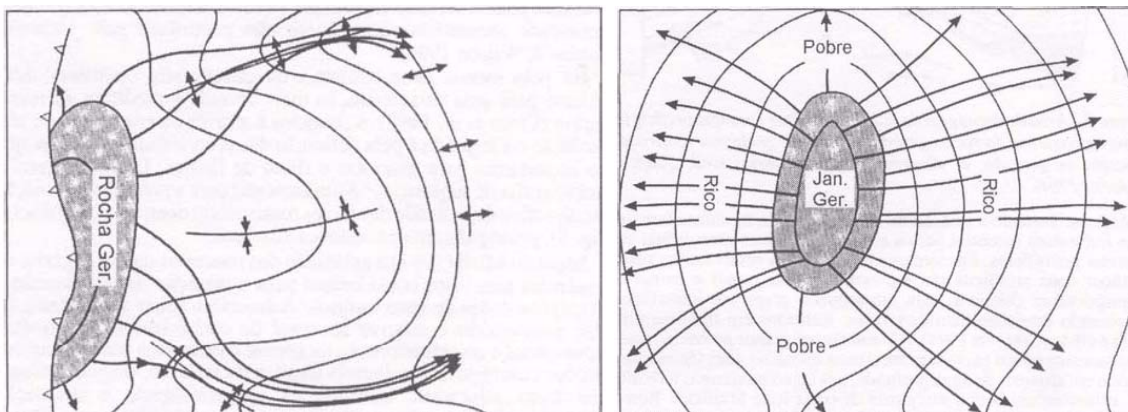


Figura 7 - Mapas com as direções de fluxos ortogonais ao contorno estrutural
 Fonte: ALLEN & ALLEN, 1990

A partir da expulsão do hidrocarboneto é iniciado o processo de migração, que resulta sempre em perda das quantidades originalmente geradas. Na procura do melhor caminho, o fluido estabelece uma rota, por falhas ou por camadas de rochas porosas. A migração por falhas pode ser mais efetiva, mesmo contrariando a regra geral da permeabilidade sedimentar que é ser maior que a tectônica, em função de um maior gradiente de pressão encontrado. As técnicas atuais de exploração procuram identificar esses condutos naturais para encontrar e mapear as possíveis acumulações e escolher os locais de perfuração. Segundo o Gerente Executivo de Exploração da Petrobras, Paulo Mendonça (MENDONÇA, 2005, comunicação oral), o sucesso hoje alcançado pela Petrobras está relacionado à ênfase dada à identificação dos condutos nos estudos sísmicos 3D, para determinar as eventuais áreas de acumulação. Sem o indicativo da rota de migração, a chance de sucesso dos poços pioneiros é bastante reduzida.

Uma vez gerado, em volume significativo, e percorrendo uma área de drenagem com uma geometria favorável, o fluxo do hidrocarboneto se movimenta para uma região retentora antes que ocorra dispersão ou escape. Esta região tem dois elementos: espaço de armazenagem (denominado armadilha ou trapa) e um selo, que têm de existir juntos para exercer o papel

de aprisionar o petróleo, quando do início do momento crítico, para que o Sistema Petrolífero exista. A rocha selante pode ser de caráter estrutural, como flanco homoclinais, domos salinos, dobras, ou falhas (FIGURA 8). Também uma barreira de baixa permeabilidade, ou diagenética, pode deter a migração do petróleo, o que é denominado trapeamento estratigráfico. Em termos de eficiência decrescente, os capeamentos de hidrocarbonetos são: hidrato de gás, evaporitos, folhelhos e argilitos, falhas e alcatrão. Somente 2% do petróleo gerado concentra-se nas armadilhas e depósitos. O restante escapa para superfície, ou fica disperso nas rochas.

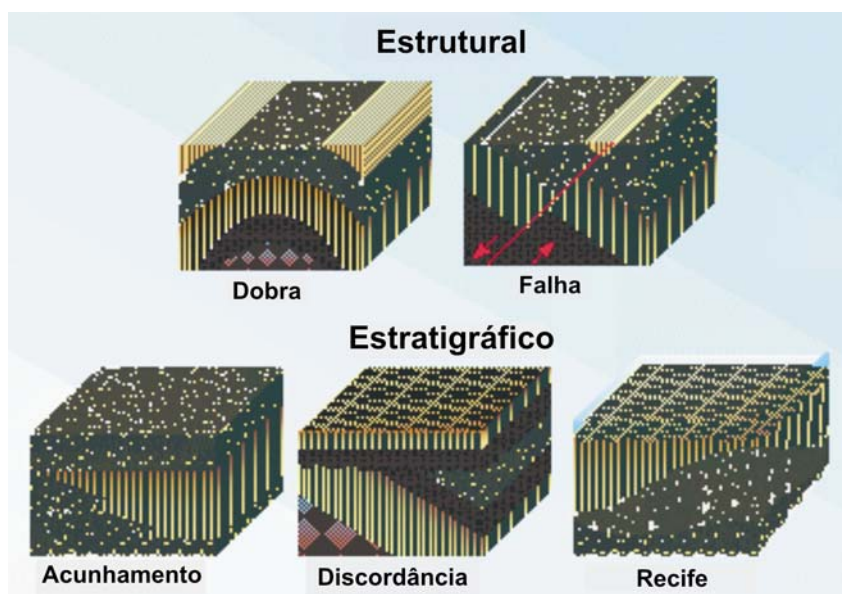


Figura 8 - Tipos de trapas

Fonte: ARMENTROUT, 2000

O reservatório é uma rocha que armazena uma grande quantidade de fluidos, cujo volume depende de variáveis como tipo de fluido, profundidade, porosidade e permeabilidade, decorrentes do ambiente deposicional e da diagênese posterior. A análise de seqüências estratigráficas é fundamental para o dimensionamento de fácies reservatório, dado que o ambiente

deposicional é determinante na distribuição faciológica, arquitetura e geometria dos corpos litológicos. O modelo deposicional, construído por meio de dados de sísmica 2D ou 3D, poços, analogia com áreas aflorantes, informações paleontológicas e simulação numérica, permite prever o tamanho do reservatório, por uma distribuição de probabilidade.

John H. Schuenemeyer (1999) propõe, para estimar-se o tamanho da acumulação de óleo *in situ*, o uso da fórmula:

$$OIP = 7.758 \cdot NRT \cdot AC \cdot \phi \cdot (100 - S_w) \cdot TF \cdot 10^{-6} / FVF$$

onde os parâmetros são: OIP = óleo original no reservatório (*oil in place*); 7.758 = constante de transformação de unidades; NRT = espessura do reservatório em pés; AC = área de fechamento em milhares de acres; ϕ = porosidade em percentagem; S_w = saturação em água em percentagem; TF = eficiência da armadilha em percentagem; e FVF = fator de formação de volume (dado, pela divisão da capacidade de armazenagem pelo estoque de barris de óleo). A modelagem de Schuenemeyer (1999), neste trabalho, usou o critério de estimativas baseado na análise de *play*, e no número de prospectos para cada *play*. Algumas características, como porosidade e profundidade, são utilizadas na forma de distribuição de probabilidade; outras, por regressão linear, como o fator de formação de volume, e ainda outros, como constante. A partir dessas informações, o tamanho das acumulações de hidrocarboneto é calculado, usando o algoritmo de Monte Carlo para efetuar várias simulações.

2.4 SISTEMA PETROLÍFERO NA VISÃO DO USGS NO ESTUDO *WORLD PETROLEUM ASSESSMENT 2000* (WE2000)

O Serviço Geológico dos Estados Unidos procurou estimar as quantidades de óleo convencional, gás e gás natural liquefeito no mundo, exceto nos Estados Unidos da América, que tenham potencial para crescer suas reservas no período até 2030. Este estudo (WE2000) estimou as

quantidades de recursos descobertos e não descobertos, apresentando como resultado, quanto ao grau de certeza, os valores da distribuição de probabilidade, expressos pelos percentis de F95, F50, F05 e pela média.

O conceito central, Sistema Petrolífero, foi ampliado para Sistema Petrolífero Total (TPS), englobando as avaliações de recursos não descobertos, em substituição ao prospecto e *play* complementar, proposto por Magoon, em 1995, e por Magoon, Beaumont e Foster, em 1999.

Um novo termo foi proposto, unidade de avaliação (AU) (SCHMOKER & KLETT, 1999), significando que um conjunto de AU forma um único TPS. Historicamente, os conceitos de TPS e AU se desenvolveram por dois caminhos diferentes, que acabaram convergindo.

Um caminho partiu do conceito de *Oil System* (DOW,1974), que depois evoluiu para o *Sistema Petrolífero* (MAGOON & DOW,1994), e, por fim, o *Sistema Petrolífero Total*, conceitos esses que enfatizam o sistema de carga do hidrocarboneto. O outro caminho enfoca a descoberta de acumulações trapeadas, iniciando-se pelo prospecto, o então *play*, e, finalmente, a unidade de avaliação (MAGOON & SCHMOKER, 2000).

A extensão geográfica máxima do TPS é a área, e determina que, além desse limite, não existe possibilidade de encontrar hidrocarbonetos. A extensão geográfica mínima do TPS é a mesma anteriormente definida como a extensão geográfica do Sistema Petrolífero de Magoon & Dow (1994). A unidade de avaliação (AU) foi definida para incluir as acumulações, descobertas e não-descobertas, no TPS (FIGURA 9).

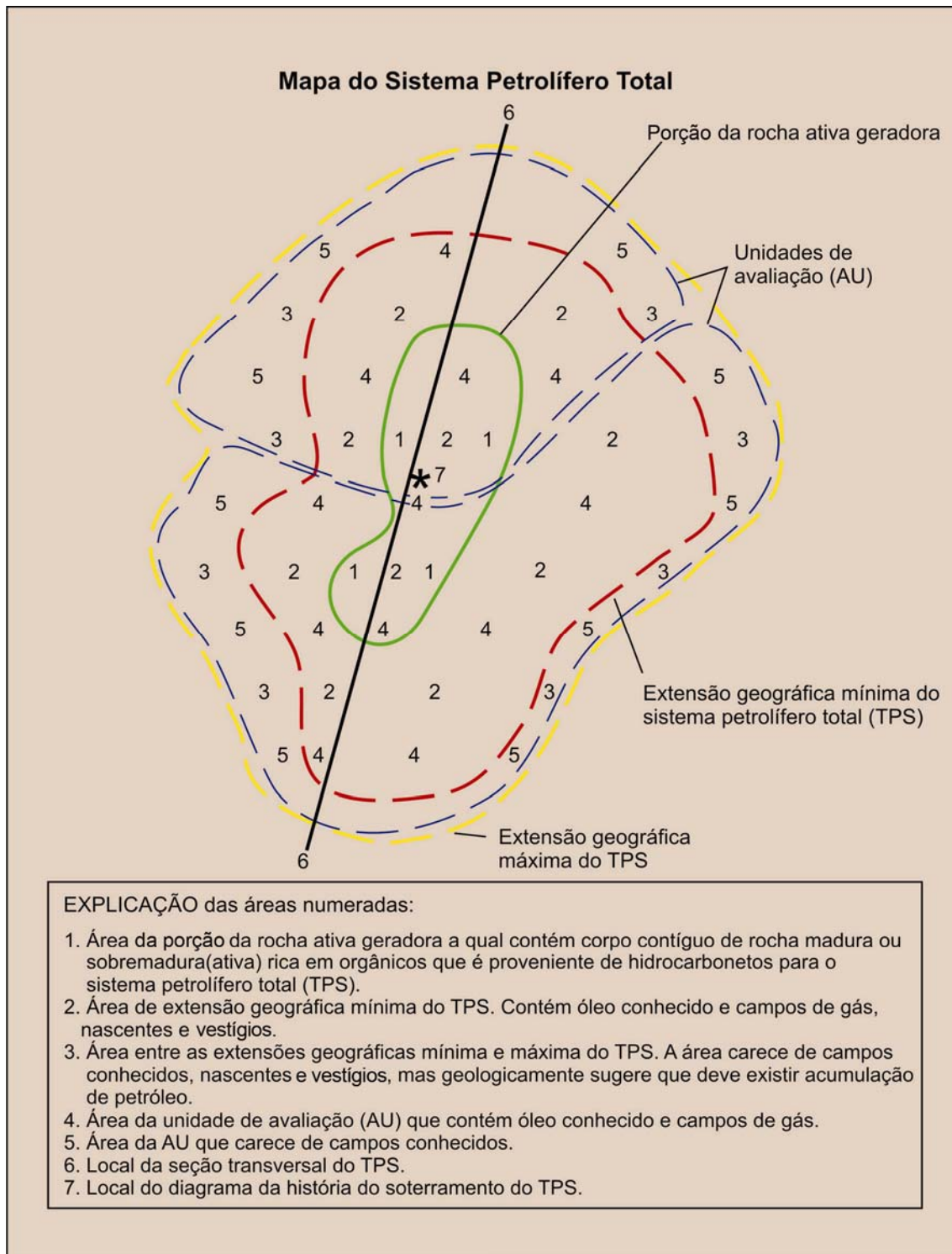


Figura 9 - Definição dos limites geográficos dos TPS e AU's
 Fonte: MAGOON & SCHMOKER, 2000

O termo prospecto é usado, atualmente, para descrever uma feição estrutural e estratigráfica que pode ser mapeada e perfurada. Uma série de prospectos geologicamente relacionados podem ser agrupados como um *fairway*, ou um *trend* exploratório, ou em um *play*. Usando os princípios da geologia e da geoquímica, este sistema de fluidos, o TPS, pode ser mapeado para melhor compreensão de sua evolução. O objetivo é mapear este sistema em três dimensões espaciais e, também, na temporal, de forma a transformar as áreas em dados volumétricos. Para contemplar a avaliação de campos não descobertos, o termo unidade de avaliação (AU) foi adotado. Isso permite que os campos já descobertos na AU sejam a base para os dados históricos da estatística da exploração, que servirão para estimar o número e o tamanho de poços a serem ainda descobertos, na AU.

A unidade de avaliação, por definição, é um volume de rocha, dentro de um TPS, que abrange campos descobertos ou não descobertos, com uma população suficientemente homogênea em termos geológicos, de estratégia de exploração e de risco econômico, que apresentam um conjunto de características singulares, permitindo o uso de técnicas de inferência estatísticas no dimensionamento dos recursos de hidrocarbonetos ali contidos. A AU é considerada **estabelecida** se contém mais de 13 campos descobertos; de **fronteira** se contém de 1 a 13 campos descobertos; e **hipotética** se não foi descoberto nenhum campo (MAGOON & SCHMOKER, 2000).

O processo de avaliação utilizado no estudo WE2000 parte do menor nível de avaliação, por exemplo, a unidade de avaliação Carbonatos do Cretáceo, totalizando no TPS Lagoa Feia - Carapebus da província geológica da Bacia de Campos, e sumarizando para o mundo todo, exceto para os Estados Unidos da América.

No caso da unidade de avaliação estabelecida, os dados históricos são parâmetros para a estimativa dos recursos não descobertos (GRÁFICO 1 (a) e (b)).

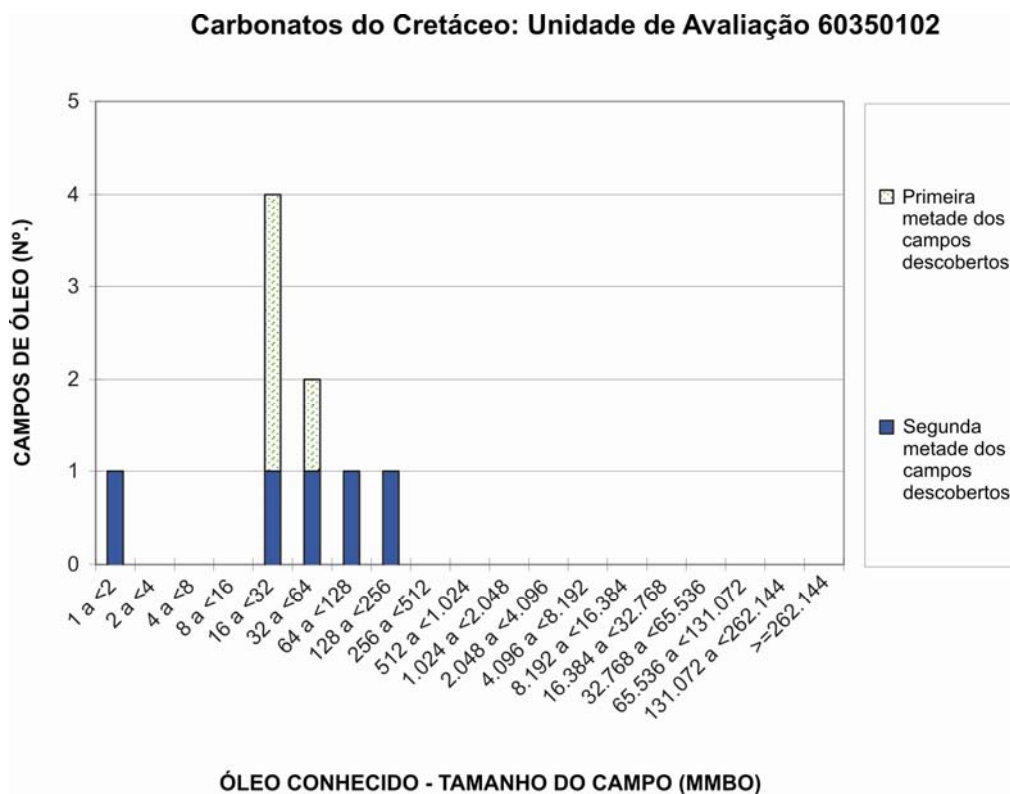


Gráfico 1(a) - Gráfico de dados históricos da AU estabelecida do TPS Lagoa Feia – Carapebus, por tamanho de campo

Fonte: WE2000, 2000a

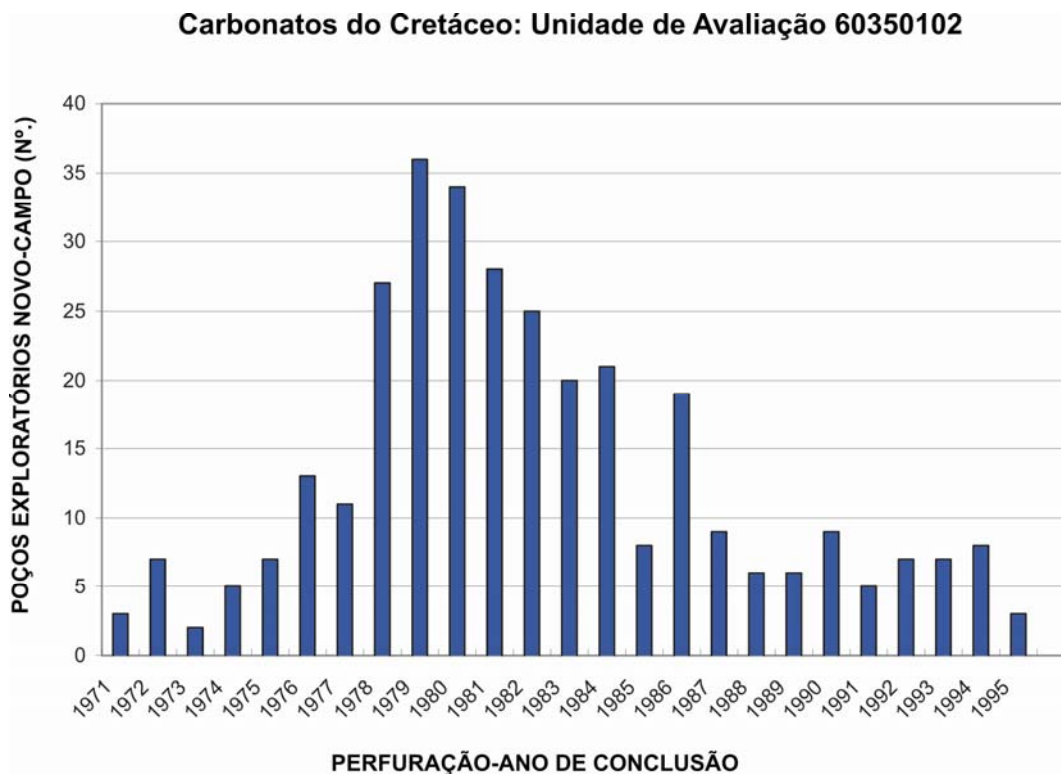


Gráfico 1(b) - Gráfico de dados históricos da AU estabelecida do TPS Lagoa Feia – Carapebus, por ano de conclusão

Fonte: WE2000, 2000a

O geólogo exploracionista estima, para a AU, a probabilidade de quatro elementos (carga, rochas, sincronismo e o risco de avaliação), baseado em um contexto similar. Em seguida, estima uma distribuição de probabilidade para o número e tamanho de campos não descobertos. Por exemplo, um tamanho mínimo de campo, tal que abaixo dele as ocorrências de hidrocarbonetos serão excluídas da avaliação, bem como o tamanho máximo a ser descoberto, obtendo-se uma distribuição de probabilidade (GRÁFICO 2).

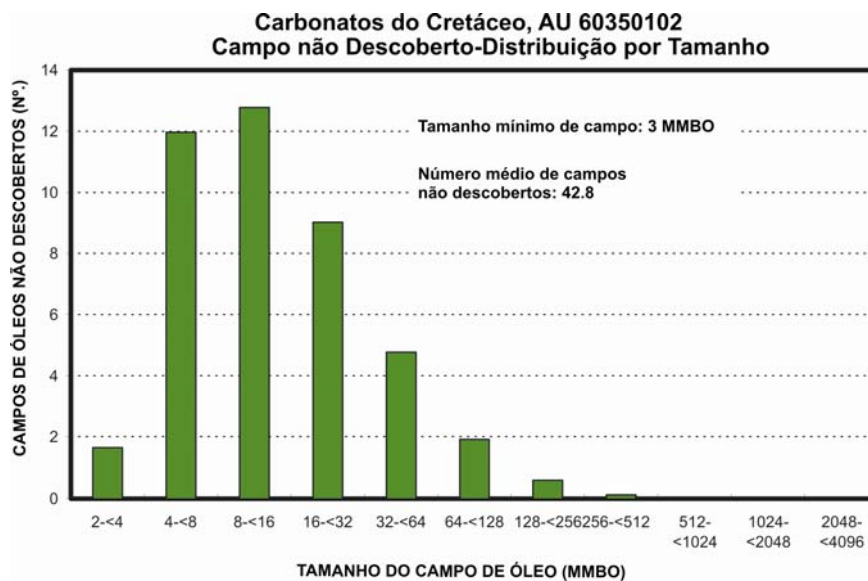


Gráfico 2 - Distribuição de número por tamanho de campos ainda a ser descoberto na AU Carbonatos do Cretáceo do TPS Lagoa Feia - Carapebus

Fonte: WE2000, 2000b

Usa-se um algoritmo de simulação pelo método de Monte Carlo para calcular, com 50.000 iterações, a distribuição de probabilidade da agregação dos recursos não descobertos, totalizando as AUs para cada TPS e, após, sumarizando para todo o mundo (GRÁFICO 3), exceto Estados Unidos da América.

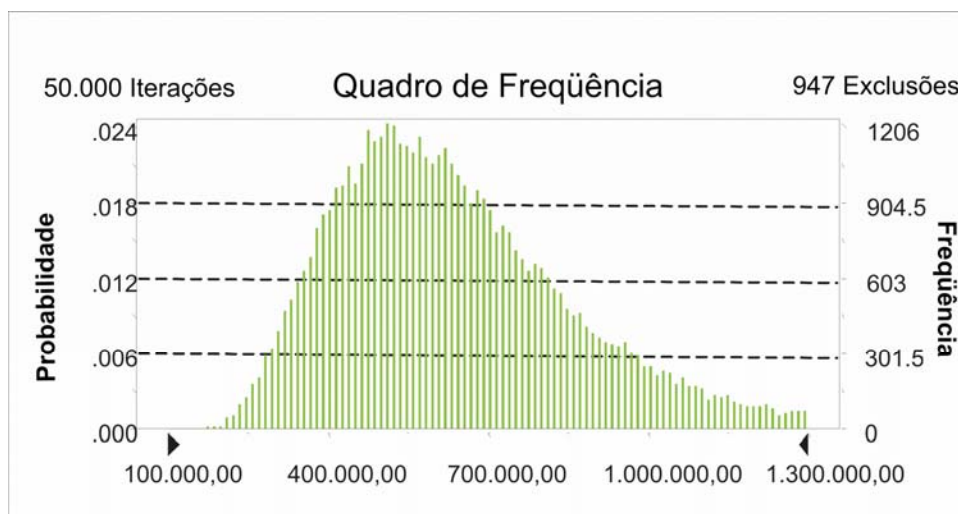


Gráfico 3 - Distribuição de probabilidade de recursos não descobertos, sumarizados para cada AU em um total no mundo, exceto EUA

Fonte: CHARPENTIER *et al.*, 2000.

Na distribuição de probabilidade, retira-se os valores referentes ao percentil F95, F50, F5 e à média, dos recursos não descobertos e soma-se ao produzido com as reservas remanescentes e sua estimativa de crescimento (TABELA 2), obtendo-se o total de óleo no mundo, exceto EUA.

Tabela 3 - Total avaliado de óleo para o mundo, exceto EUA em BBoe

	Óleo			
	Bilhões em Barris			
Mundo (Exceto Estados Unidos)	F95	F50	F5	Média
Convencional não descoberto	334	607	1.107	649
Crescimento de reserva (convencional)	192	612	1.031	612
Reservas remanescentes				859
Produção cumulativa				539
Total				2.659

Fonte: WE2000, 2000b

3 GEOLOGIA E OPORTUNIDADES DE NEGÓCIOS NO ATLÂNTICO SUL – ANGOLA, VENEZUELA E BRASIL

O uso da análise de riscos para identificar e gerenciar oportunidades é recente, uma vez que, tradicionalmente, estas técnicas eram usadas para tratar as ameaças. A procura proativa por oportunidades resulta em decisões estratégicas de forma a manter em foco os objetivos originais de uma organização. Durante a avaliação de risco de um projeto, as ameaças e as oportunidades devem ser definidas e quantificadas em relação aos objetivos. A chave para a tomada de decisão entre evitar um risco ou lidar com ele consiste em avaliar o ônus do pior resultado daquela ameaça para a organização *versus* o bônus que aquela oportunidade representa. Os riscos que forem assumidos devem ser gerenciados de forma a reduzir a capacidade de afetar os resultados do projeto, mantendo-se as expectativas dos benefícios, com a intenção de assegurar a sobrevivência da organização. As melhorias nas análises dos efeitos dos riscos no projeto, através de uma metodologia de estudo aprofundado e amplo, visa a identificar o impacto tanto no tempo quanto no seu custo, permitindo maior proveito das oportunidades do negócio (HILLSON, 2005).

As organizações tendem a ver o risco como uma questão que demanda reação. Dito de outra forma, as corporações ainda costumam portar-se reativamente diante do risco e, quando este se concretiza, as medidas adotadas diante da situação são apenas corretivas, e não reflexivas. Nesta perspectiva corretiva, as oportunidades seguem adormecidas e ocultas pela análise imediatista. Mas, como preparar-se para lidar com o empreendimento de descoberta e exploração de hidrocarbonetos? Primeiramente, reconhecendo que os riscos e oportunidades não devem ser enfrentados mas, sim, aproveitados.

Neste capítulo, aborda-se o risco em duas vertentes: a primeira, como incerteza geológica; a segunda, como risco econômico. A incerteza ocorre quando as características dos resultados são variáveis num intervalo contínuo de possibilidades (NEWENDORP & SCHUYLER, 2000). Os resultados possíveis podem ser descritos como probabilidades, cujo somatório é igual a 100%. Estabelecendo-se uma situação de eventos disjuntos, onde são admitidos apenas dois resultados; por exemplo, na perfuração de um poço exploratório, as respostas podem ser: a descoberta ou poço seco, descritos pela equação:

$$\text{Probabilidade \{ se \}} = 1 - \text{Probabilidade \{ sucesso \}} \text{ ou}$$
$$\% \text{ Chance de descoberta} = 100\% - (\% \text{ risco de poço seco})$$

Dessa forma, a busca pelo incremento das chances de descoberta na atividade de exploração de hidrocarboneto utiliza a modelagem do processo exploratório, a fim de adquirir o conhecimento de uma área promissora (processo de aprendizagem). A aquisição de dados geológicos, geofísicos, geoquímicos e biológicos é a base para a modelagem da bacia. Contudo, nem sempre as decisões podem aguardar a descrição completa da história do preenchimento sedimentar. Portanto, algumas decisões são tomadas precocemente em situação de grande incerteza. Estar preparado para o risco e a oportunidade significa estar ciente de que o regente de grande parte dos acontecimentos é o princípio da incerteza. E que flexibilidade e adaptabilidade são as palavras-chaves. Para tanto, deve-se mapear e interagir de forma adequada e sistêmica com o contexto, deixando de reagir, para agir proativamente (CHAVES *et al.*, 1994).

Para exemplificar esta abordagem gerencial, foi eleito um fator para análise da incerteza geológica e outro fator para analisar o risco econômico. Nessa situação de negócio, as oportunidades exploratórias de uma bacia são dadas pela evolução tectono-sedimentar, o evento geológico mais significativo que será apresentado: para a Sub-bacia Cuanza-Namibe, pertencente ao

Sistema Petrolífero Total Bacia de Cuanza, mapeado pelo USGS no trabalho WE2000 como Província Geológica 7203 Bacias do Litoral Oeste-Central da África Subsaariana; e para a Sub-bacia de Maturin, pertencente ao Sistema Petrolífero Total Querecual, mapeado pelo USGS no trabalho WE2000 como Província Geológica 6098 Bacias Venezuelanas do Oriente.

O fator de risco econômico escolhido para discussão é o regime fiscal, por ter também uma característica de dependência da localização, subordinando-se às leis dos países onde se encontram as áreas a serem exploradas. Assim como a incerteza geológica, o regime fiscal é um fator exógeno à organização, sendo a questão tributária vital para a indústria petrolífera. As modificações nas regras tributárias afetam diretamente o resultado de um empreendimento, levando ao investidor a buscar jurisdições mais favoráveis e seguras. Os arcabouços legais do Brasil, Angola e Venezuela serão analisados nas seções 3.3, 3.4 e 3.5.

3.1 EVOLUÇÃO TECTONO-SEDIMENTAR DA SUB-BACIA DE CUANZA-NAMIBE EM ANGOLA

Durante o Cretáceo Inferior, há aproximadamente 140 Ma, iniciou-se um lento processo de rifteamento do Pangea, o qual originou o Oceano Atlântico Sul (FAINSTEIN, 2001). A evolução das bacias sedimentares, tanto do leste do Brasil quanto do oeste da África, tiveram como principal controle os eventos de placas tectônicas associados. Na busca de uma melhor compreensão desse processo, adotou-se o modelo baseado na rotação diferencial, no sentido horário, por migração de pólo que estaria então localizado a noroeste do Brasil, durante a maior parte da quebra continental, onde o mecanismo do rifteamento estaria sendo controlado pela distância de desvio do pólo

(RABINOWITZ & LABRECQUE, 1979; SZATMARI *et al.*, 1985). Seguindo este modelo, o *rift* teria se propagado do sul para o norte, ocorrendo mais rapidamente ao sul e mais lentamente ao norte (FIGURA 10). Como consequência direta, ambos os lados do Oceano Atlântico Sul refletem similaridades entre as suas bacias, que podem ser comprovadas através de uma analogia de suas respostas sísmicas e de dados de poços, em reservas de águas profundas no Brasil e na África Equatorial (FAINSTEIN, 2001).

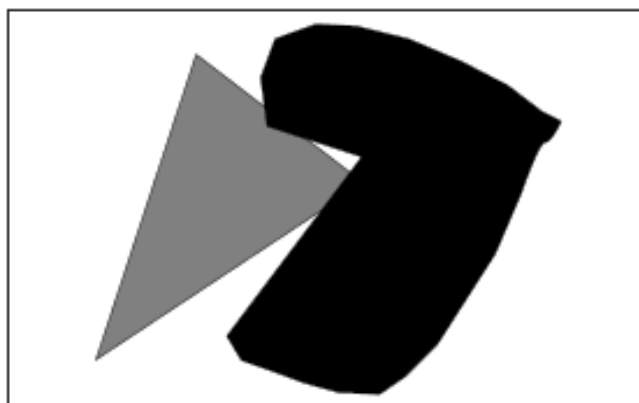


Figura 10 - Vista esquemática da compressão e extensão causada pela separação da América do Sul da África pela rotação no sentido horário em um pólo localizado ao longo da margem equatorial brasileira

Fonte: SZATMARI, 2000

Szatmari (2000) divide o *rift* em duas porções estruturalmente diferentes, uma ao norte e outra ao sul, a partir do enxame de diques de Ponta Grossa, que se formou ao final do *hot spot* Paraná-Tristão da Cunha, a aproximadamente 130 Ma. Ao sul do enxame de diques de Ponta Grossa, ou seja, ao sul da Bacia de Santos e da costa da Namíbia, as temperaturas sublitosféricas foram altas e a ruptura foi rápida. Tal processo foi acompanhado de intenso e extensivo vulcanismo, principalmente subaéreo, atingindo a porção centro-sul da América do Sul e o noroeste da Namíbia, o que gerou, entre outras feições, as cadeias vulcânicas de Walvis Ridge, na África, e Alto do Rio Grande, no Brasil. Ao norte, a ruptura continental foi lenta, levando 40 Ma para a separação total, criando um ambiente de circulação oceânica

restrito. Do norte da Bacia de Santos até Recife, as temperaturas sublitosféricas foram mais baixas, produzindo um rifteamento lento, que foi mais amplo próximo ao enxame de diques de Ponta Grossa, porém mais estrito em direção ao pólo de rotação a noroeste (FIGURA 11).

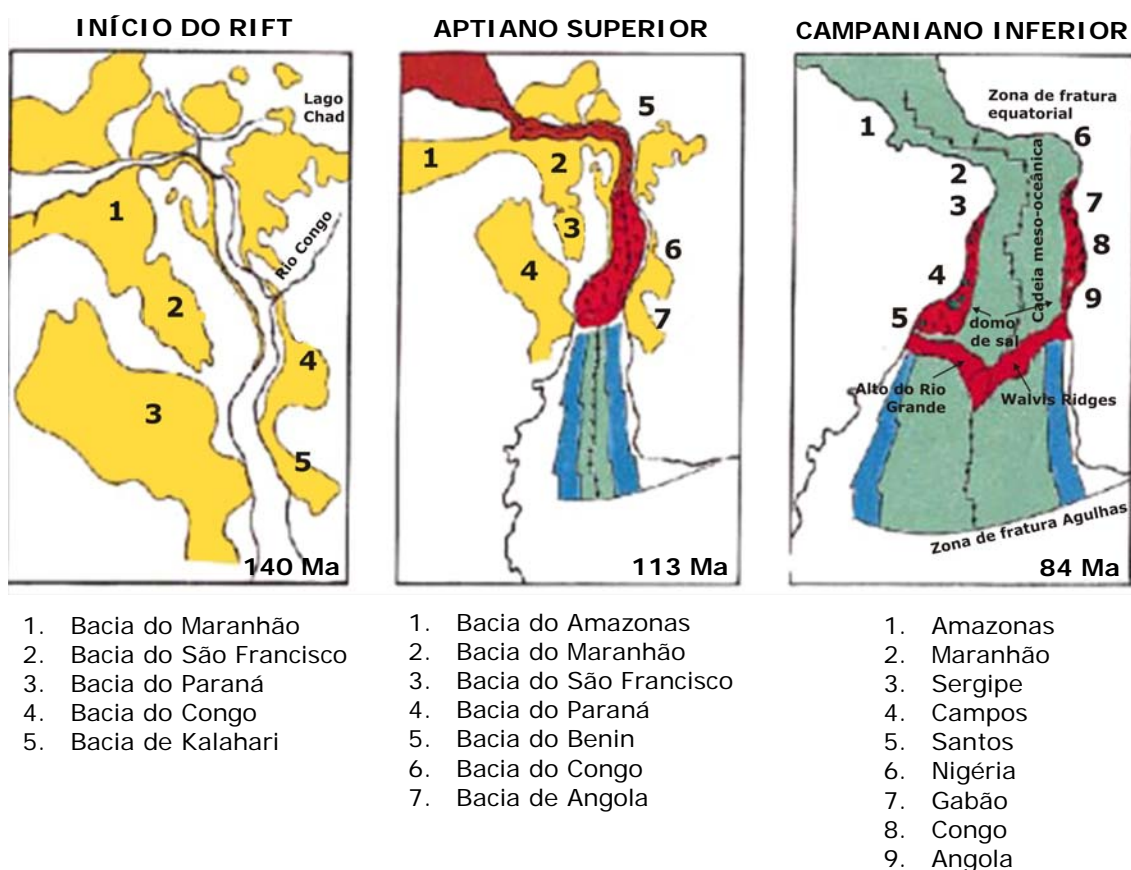


Figura 11 - Alguns estágios do desenvolvimento do *rift* entre o Leste do Brasil e o Oeste da África, e o desenvolvimento das bacias espelhadas
 Fonte: FAINSTEIN, 2001

O foco de interesse encontra-se nos eventos ocorridos ao norte do enxame de diques de Ponta Grossa, os quais, de acordo com Fainstein (2001), podem ser divididos nos estágios *pré-rift*, *sin-rift* e *pós-rift*. Os detalhes de cada fase estão expostos a seguir.

- Estágio *Pré-rift* (até o Jurássico Superior)

O estágio consiste em rochas do Pré-Cambriano ao Jurássico e formação de algumas bacias de interior, como a Bacia do Congo. Incorpora diversas fases de falhamentos intracratônicos, além de contínua subsidência, intensificada pela deposição de sedimentos clásticos do Carbonífero ao Jurássico.

- Estágio *Sin-rift* (Cretáceo Inferior)

O começo do rifteamento segue do Valanginiano até o Barremiano Superior (Cretáceo Inferior), quando amplas regiões foram sujeitas à extensão litosférica, formada pelo soerguimento crustal, e, posteriormente, a intenso vulcanismo.

Ao final do processo ocorreu a formação de grandes falhas transformantes equatoriais, estendendo-se da Nigéria, Camarões e Libéria para o noroeste do Brasil. Concomitantemente, ao sul, formou-se o *trend* vulcânico da cadeia Alto do Rio Grande–Walvis Ridges pelo avanço do *hot spot* Paraná-Tristão da Cunha. Ao norte desta cadeia desenvolveu-se um ambiente de circulação marinha restrita. Os depósitos de sal do Aptiano nas bacias do leste do Brasil e oeste africano resultam desta fase, como uma série de bacias assimétricas do tipo “*horst-and-grabens*”, com *trend* paralelo à atual linha de costa, foram substancialmente afetadas por deslocamentos leste-oeste. Os *plays* de óleo e gás estão, na sua maioria, confinados em feições estratigráficas nos blocos de *horst* mais altos (FAINSTEIN, 2001). Espelhando essas feições estruturais do Brasil, encontram-se várias bacias marginais no oeste da África, e vice-versa, relativamente a esses blocos (*op. cit.*).

As seqüências de sal do Aptiano (halita, anidrita, depósitos clásticos e carbonatos) possuem uma função fundamental na separação das seqüências *sin-rift* e *pós-rift*. Espessas seqüências de rochas fluviais e lacustres (folhelho, arenito fino) foram depositadas nas bacias do *rift*, ricas em hidrocarbonetos, formando as mais importantes rochas geradoras de hidrocarbonetos da bacia do oeste da África. Além disso, o diapirismo do sal criou inúmeras estruturas que formam trapas para possíveis acumulações de hidrocarbonetos, ao longo das margens continentais. O final desta fase é marcado por uma extensa discordância erosiva.

- Estágio *Pós-rift* (final do Cretáceo Inferior ao Holoceno)

Os depósitos *pós-rift* ocorrem sobre a discordância erosiva, contendo fácies de plataforma carbonática e de mar aberto e representam o início do Oceano Atlântico Sul. Após o período Aptiano, a nova litosfera oceânica resfriou-se. Diferentes taxas de subsidência entre a bacia oceânica e as margens rifteadas causam inclinação flexural nas margens, o que favorece a formação de espessas cunhas sedimentares na direção do mar, resultando em blocos de falhas normais lítricas. Essa subsidência ocorre continuamente, até os dias de hoje.

Para melhor compreensão destas três fases da evolução tectono-sedimentar da Bacia de Cuanza, verifica-se na seção esquemática interpretada com base em dados sísmicos e no poço Maboque-1, modificada por Lunde *et al.* (1992) (FIGURA 12).

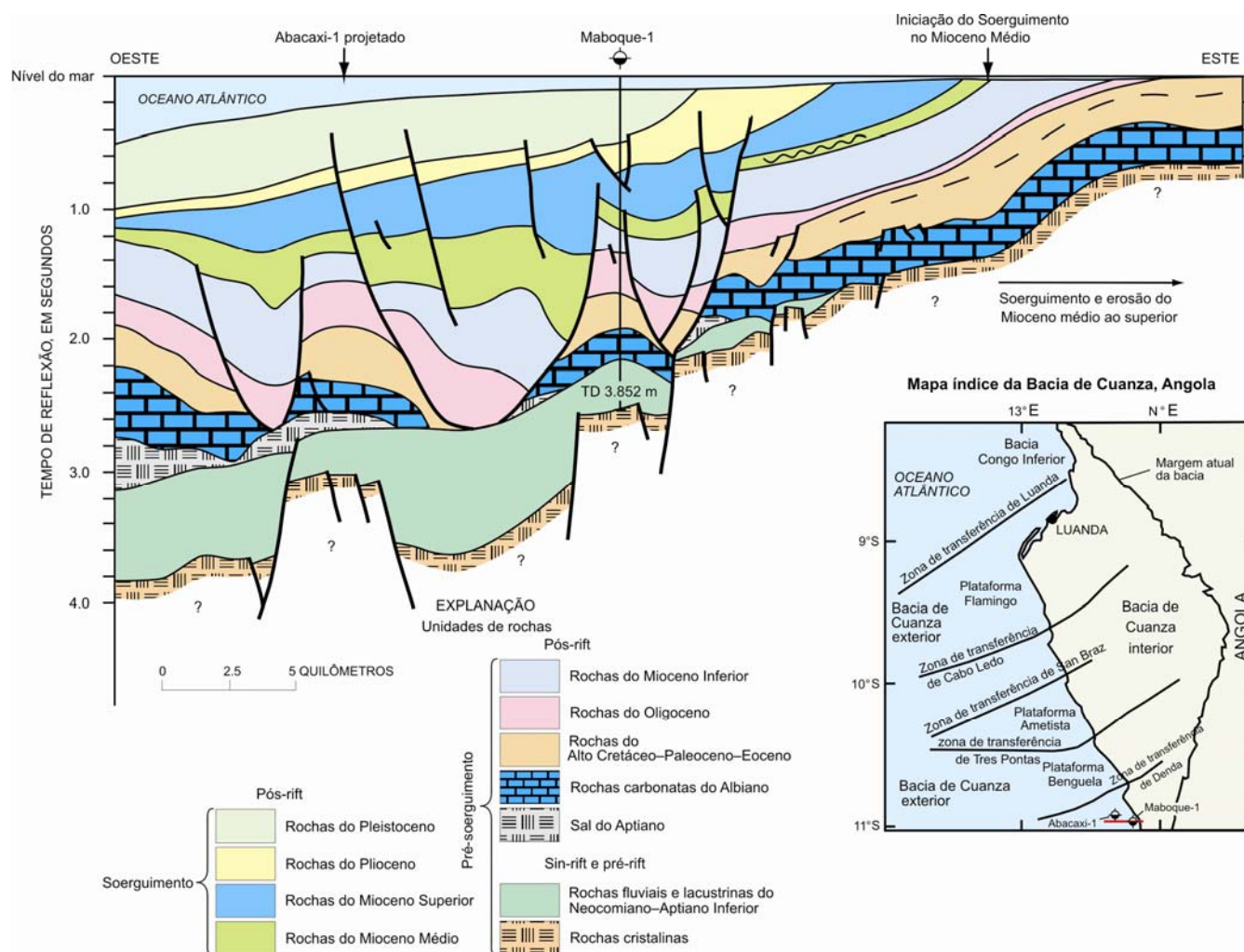


Figura 12 - Seção esquemática, baseada em interpretação geológica de dados sísmicos, denotando a idade das unidades litológicas *pré-rift*, *sin-rift* e *pós-rift*, na Bacia de Cuanza, Angola

Fonte: BROWNFIELD & CHARPENTIER, 2006

A Bacia de Cuanza, *sin-rift*, é separada em *onshore* (*Inner Cuanza Basin* - ICB) e *offshore* (*Outer Cuanza Basin* - OCB). Ambas são cortadas por três falhas transformantes, dividindo-as em três altos estruturais do embasamento, onde o sal do Aptiano é fino ou ausente: plataformas Flamingo, Ametista e Benguela (BROWNFIELD & CHARPENTIER, 2006).

A ICB é uma bacia de interior confinada. Suas rochas *sin-rift* são representadas pelas Formações Infra Cuvo-Maculungo (Neocomiano) e Lower

Cuvo (Barremiano). A Fm Infra Cuvo-Maculungo tem origem lacustre e consiste de tufos, folhelhos, folhelhos ricos em hidrocarbonetos e evaporitos. A Fm Lower Cuvo apresenta conglomerados, arenitos vermelhos e argilitos, interacamadados com cinzas vulcânicas.

A OCB apresenta rochas *sin-rift* similares às do sul da Bacia do Congo, assim como se desenvolveu de forma similar às Bacias do Recôncavo e de Almada-Camamu no Brasil. As Formações são análogas à Fm Bucomazi (arenito, siltito, folhelho, folhelho rico em hidrocarbonetos, calcário) e à Fm Toca do Barremiano (carbonatos), da Bacia do Congo.

As rochas *Pós-rift* da Bacia de Cuanza consistem na Fm Upper Cuvo, formada por arenitos, dolomitos e calcários com finas camadas de carvão.

Durante o Aptiano Superior e Albiano, depositou-se sal por todo o Oeste da África equatorial, tendo por limites a cadeia Alto Rio Grande–Walvis Ridges a sul e a Zona de Fraturas de Cameroon a norte. As unidades evaporíticas na Bacia de Cuanza foram depositadas em ciclos na ICB, iniciando-se pela unidade Massive Salt e unidades de depósitos do tipo *sabkha*, seguidos por ciclos de carbonato-evaporito (Fm Quianga e Fm Binga) e, por último, pelos ciclos da Fm Tuenza (sal, anidrita e dolomita). Na OCB, a unidade evaporítica consiste em halita maciça intercalada com anidrita, similar à Fm Loeme Salt da Bacia do Congo e ao Membro Retiro (Fm Lagoa Feia – Bacia de Campos) do Brasil (FIGURA 13).

Geologia da Província Costeira Centro-oeste

Sistema, série, ou andar		Unidades	Litologia	Formação	Estágio tectónico
Terciário	Mioceno	Burdigaliano	Arenito calcilutito Arenito e folhelho gipsífero Calcário com coquinas	Luanda Cacuaco	Pós-rift
		Aquitano	Folhelho, siltito e calcário com coquinas Calcário arenoso	Quifangondo Superior	
			Argilito escuro e argilito arenoso Argilito gipsífero e escuro com interlaminações delgadas de dolomita	Quifangondo Inferior	
	Eoceno médio-superior	Folhelho	Cunga		
	Eoceno inferior	Folhelho e siltito Folhelho com interlaminação de giz	Gratidao		
	Paleoceno	Folhelho com intercamadas de arenito calcilutito e siltito	Rio Dande		
Cretáceo	Cretáceo Superior	Senoniano	Maestrichtiano	Calcário, arenito calcário interlaminado com folhelho-siltito	Teba
			Campaniano	Folhelho	N'Golome
			Santoniano	Calcário, folhelho, arenito e siltito	Itombe
			Coniaciano	Folhelho-siltito	Cabo Ledo
		Turoniano	Folhelho-siltito	Quissonde	
		Cenomaniano	Folhelho-siltito Calcário bandado Folhelho-siltito	Catumbela	
	Cretáceo Inferior	Albiano Superior	Folhelho com interlaminação de calcário argiloso Calcário argiloso com folhelho Calcário argiloso com coquinas	Tuenza	Tuenza dolomítica
		? — ?	Dolomita e anidrita Dolomita Dolomita e anidrita		Tuenza anidritica
		Albiano Inferior	Anidrita e sal Dolomita e anidrita		Tuenza salífera
		? — ?	Anidrita, dolomita e sal	Binga	
		Aptiano	Calcarenito, dolomita, e anidrita	Quianga	
			Sal maciço e unidades de evaporito tipo-sabkha Anidrita	Sal maciço	
			Argilito e dolomita-siltito Arenito calcário ou dolomítico	Cuvo Superior	
Barremiano	Arenito argiloso vermelho	Cuvo Inferior			
Neocomiano	Arenito lacustrino e folhelho	Infra-Cuvo e Maculungo			
Jurássico?	Arenito argiloso vermelho e conglomerado cinza vulcânica, dolerito, basalto	Série Vermelho Basal Rochas ígneas	Pré-rift		
Pré-cambriano	Gnaise e quartzito	Complexo cristalino			

EXPLANAÇÃO

	Calcário		Calcário oolítico		Siltito		Sal
	Dolomita		Conglomerado		Folhelho		Rochas vulcânicas
	Calcarenito		Arenito		Anidrito		Rochas cristalinas

Figura 13 - Coluna estratigráfica geral da Bacia de Cuanza *onshore* (ICB), reproduzindo suas litologias, idades, nomes das formações e estágios tectónicos.

Fonte: BROWNFIELD & CHARPENTIER, 2006

De acordo com Brownfield & Charpentier (2006), as ocorrências de hidrocarbonetos na Província Oeste da África, dentro do Sistema de Petróleo Total de Cuanza, na Unidade de Avaliação de Cuanza-Namibe, encontram-se tanto em *onshore* como em *offshore*, em sedimentos do Cretáceo e Terciário. As rochas geradoras da Bacia de Cuanza são folhelhos *sin-rift* de origem lacustre (sob a camada de sal) e folhelhos e margas *pós-rift* marinhos (sobre a camada de sal), com óleo gerado do tipo parafínico. A maturação dos folhelhos subsal começou no Cretáceo Inferior e a dos folhelhos pós-sal no Terciário Inferior ao Médio (DANFORTH *et al.*, 1997). As rotas de migração estão principalmente relacionadas aos falhamentos, com possível migração lateral. As rochas reservatório são tanto carbonáticas como clásticas, contendo porosidade média de 14% e permeabilidade de 162 md. Localizadamente, turbiditos do Oligoceno/Mioceno de águas profundas formam reservatórios, em *grabens* relacionados ao Terciário, sobre a superfície de sal (DUVAL *et al.*, 1992; LUNDIN, 1992). As trapas e selantes são principalmente anticlinais.

3.2 EVOLUÇÃO TECTONO-SEDIMENTAR DA SUB-BACIA DE MATURIN NA VENEZUELA

A Bacia Oriental da Venezuela encontra-se inserida em uma complexa história de tectônica de placas. Durante o Triássico/Jurássico, o supercontinente Pangea começou a sofrer rifteamento (SUMMA *et al.*, 2003; JAMES, 2004), envolvendo áreas da América Central, Colômbia e Venezuela, formando pequenos blocos continentais (Maia, Cuba) e oceanos restritos (Golfo do México, Yucatán, Cayman). Diversos *riftes* abortados são desenvolvidos nesse estágio como os *grabens* de Espino, Maracaibo, Mérida e

Perijá, sendo que, paralelamente aos mesmos, desenvolveu-se o Proto-oceano do Caribe (140 Ma) (FIGURA 14).



Figura 14 – Proto-oceano do Caribe desenvolvido antes da separação da América do Sul e África

Fonte: JAMES, 2004

Ainda no Aptiano, ocorreram diversas junções tríplices de *rift* nas placas oceânicas da região, inclusive na Bacia Oriental da Venezuela, com conseqüente interrupção da formação dos pequenos oceanos, isolando a Placa do Caribe e iniciando a subducção da Placa da América do Sul e dos Oceanos Atlântico e Pacífico sob a mesma, formando arcos de ilha e bacias de ante-

arco. Divergências entre falhas transformantes no Atlântico equatorial demonstram que o norte e o sul da América do Sul moveram-se diferencialmente, de forma que, em seu movimento de rotação dextral por migração de pólo (conforme descrito na seção 3.1 sobre a evolução da Sub-bacia de Cuanza-Namibe), culminou em sua subducção ao norte (FIGURA 15).

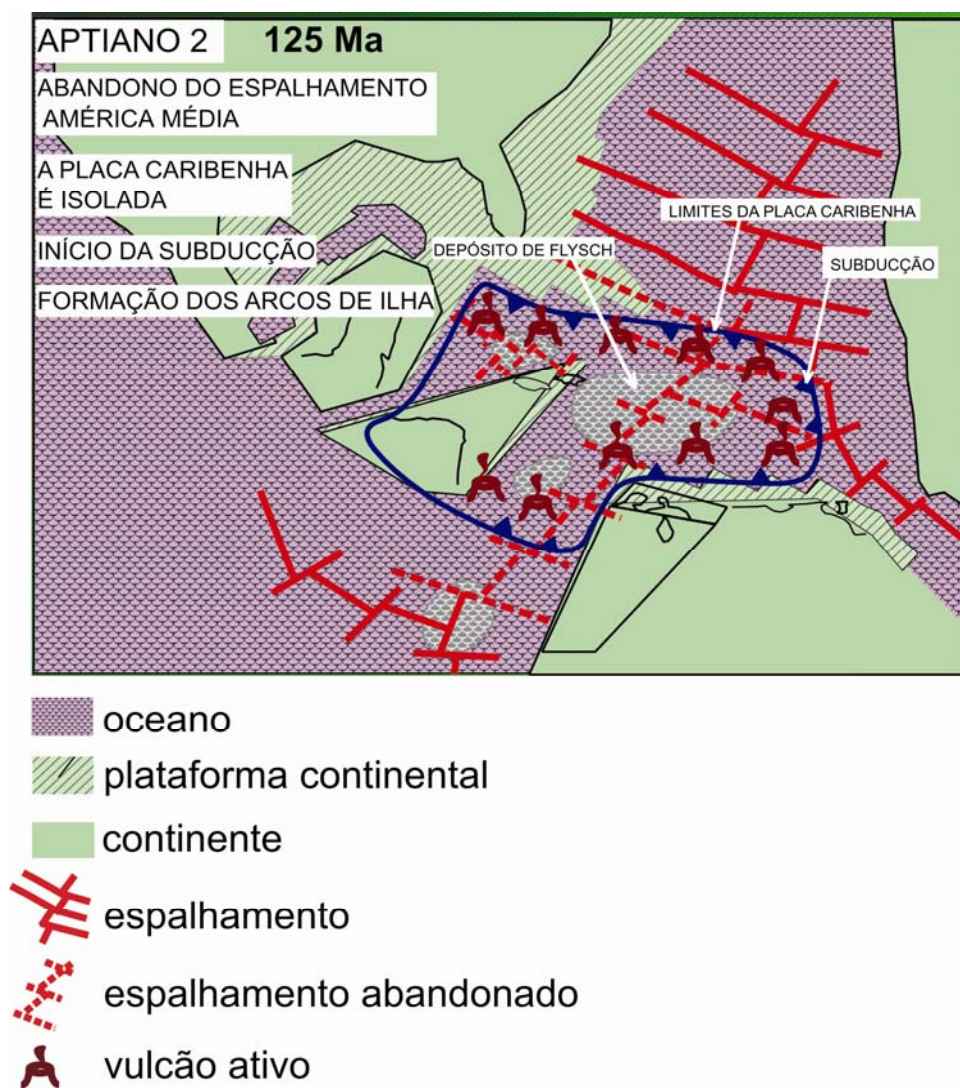


Figura 15 - O abandono do espalhamento e o nascimento da Placa do Caribe
Fonte: JAMES, 2004

A Placa do Caribe formou-se ao longo de um novo limite entre placas, dos blocos continentais Norte-americano e Sul-americano. O seu desenvolvimento terminava a oeste num arco vulcânico desenvolvido ao longo da Zona de Subducção da Placa de Farallon (95 Ma). Durante este período, o

norte da América do Sul era uma margem passiva, com condições ideais para a deposição de rochas geradoras de alta qualidade.

A Placa Caribenha inicialmente se movimentou para o noroeste da antiga América do Sul; porém, no Eoceno, quando a placa colidiu com o Bloco de Cuba, o movimento mudou para o seu leste. Essa mudança produziu efeitos profundos no que hoje é o Continente Sul-americano. No Eoceno Médio, a convergência entre a Placa do Caribe e a Placa da América do Sul resultou em cessação do vulcanismo de arco de ilha (Villa de Cura) e em violento soerguimento das áreas marginais com acumulação *flysch* e *wildflysch* nas bacias de ante-arco (como a Sub-bacia de Maturin) (FIGURA 16).

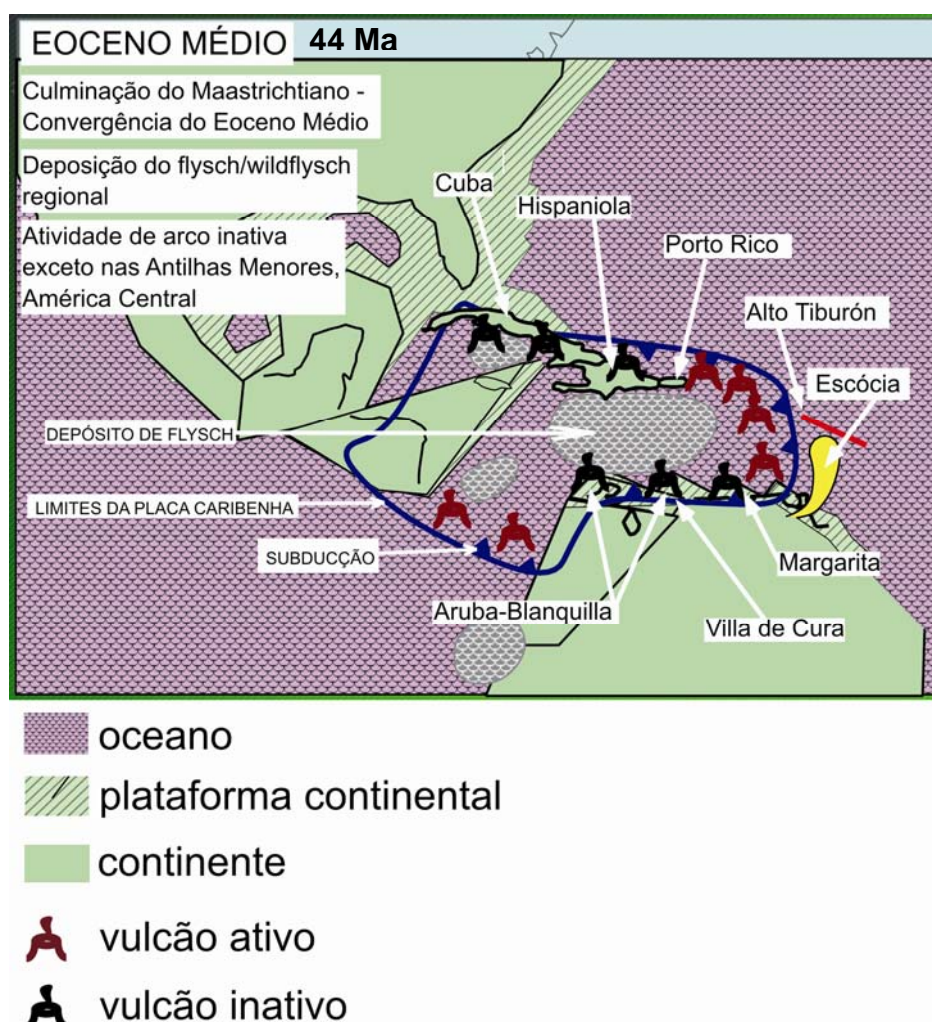


Figura 16 - A colisão com Cuba muda a direção do movimento da Placa do Caribe para leste

Fonte: JAMES, 2004

A flexura causada pelo avanço para leste da Zona de Subducção Caribenha, rebaixou a área de Maracaibo na Venezuela, permitindo a deposição e o empilhamento da maioria de seus deltas. Empurrões nesta área resultaram em obducção formando as *nappes* de Lara e, à medida que a Placa Caribenha se movimentava para leste, formou as *nappes* de Villa de Cura. Em resposta ao progressivo movimento para leste da Placa do Caribe, formaram-se muitas bacias de subsidência, na direção leste, ao longo da margem norte da Venezuela, ativando a maturação de hidrocarbonetos.

Por volta do Mioceno Inferior, o noroeste da América do Sul começou a romper-se, separadamente, ao longo de muitas falhas. Essa zona de limite passou a ser uma área difusa envolvendo a maior parte da crosta que foi rifteada durante o período Jurássico, denominado de Bloco Bonaire (SUMMA *et al.*, 2003). Esse bloco foi formado em um sentido transpressivo dextral que continua até hoje, terminando a leste, próximo a Trinidad e Tobago. A sua direção nordeste, dextral, *strike-slip*, componente desse movimento, foi amplamente conduzida pela direção de movimento da Placa de Cocos.

Próximo ao fim do Mioceno, houve uma mudança nos limites da Placa de Cocos-Nazca-Pacífico em relação ao NW da América do Sul, onde apenas a Placa de Nazca foi subductada sobre o Bloco de Bonaire. Isto resultou num componente de compressão para leste, ao longo de falhas *strike-slip* do Andes venezuelano, com zonas de falhas associadas. A compressão na direção leste conduziu ao soerguimento dos Andes até os dias atuais, produzindo vasto volume de sedimentos através do continente para o delta do Rio Orinoco e seu sistema distributário em águas profundas. A Bacia de Maracaibo experimentou nova subsidência devido a flexura relacionada a esse soerguimento, das regiões dos Andes de Mérida e Perijá. No presente, a ativa tectônica do norte da Venezuela segue as margens do Bloco de Bonaire, com movimento leste-sudeste da Placa do Caribe, guiando a transpressão na Bacia Oriental da Venezuela (FIGURA 17).

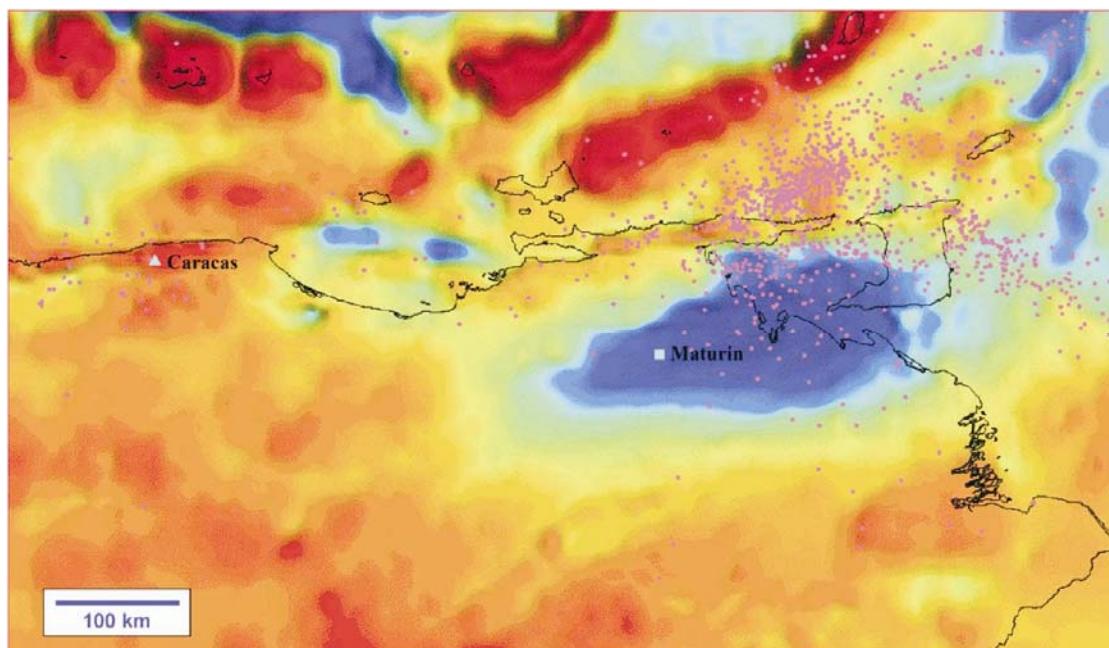


Figura 17 - Mapa gravimétrico do norte da Venezuela e Sul do Caribe
 Fonte: SUMMA *et al.*, 2003

No mapa, os baixos gravimétricos estão em azul e os altos, em vermelho. O extremo baixo gravimétrico encontra-se na região da Bacia Oriental da Venezuela, com destaque a região de Maturin. Essa anomalia estende-se até o prisma de acreção de Barbados (nordeste da figura), representando o limite da Placa do Caribe. Os pontos em rosa representam informações sísmológicas atuais.

A Bacia Oriental da Venezuela inclui regiões de crosta continental do Escudo das Guianas ao sul, rochas metamórficas acrescidas ao norte, o *Espino Graben* a oeste, o complexo do prisma de acreção de Barbados a nordeste e a crosta do Oceano Atlântico a leste. A bacia, contendo vastos depósitos de hidrocarbonetos, é mais bem definida como um grande baixo gravimétrico. Tal anomalia gravimétrica reflete a depressão da crosta continental, ocorrida devido a subducção da Placa da América do Sul sob o Placa do Caribe, no nordeste da Venezuela. Essa anomalia é parte de um arco contínuo que inicia-se a sudeste do Golfo de Cariaco, estendendo-se para leste, ao longo do eixo da Sub-bacia de Maturin até *offshore*, a oeste de Trinidad e Tobago e, seguindo, ao norte, no prisma de acreção de Barbados,

onde o Oceano Atlântico é subductado sob a Placa do Caribe. A maioria dos depósitos descobertos encontram-se nesse eixo de acumulação.

A figura 18 apresenta, de forma sumária, os horizontes estratigráficos chaves com relação às suas contrapartes na Venezuela Ocidental. Os dois grupos bem documentados de rocha fonte de hidrocarbonetos da Venezuela Oriental são: (1) no Cretáceo, de origem marinha nas Formações Querecual e San Antonio, e (2) no Mioceno, fácies não marinhas e deltaicas das Formações Merecure e Oficina, assim como parcialmente contemporâneo os folhelhos marinhos de Carapita.

Estratigrafia Generalizada

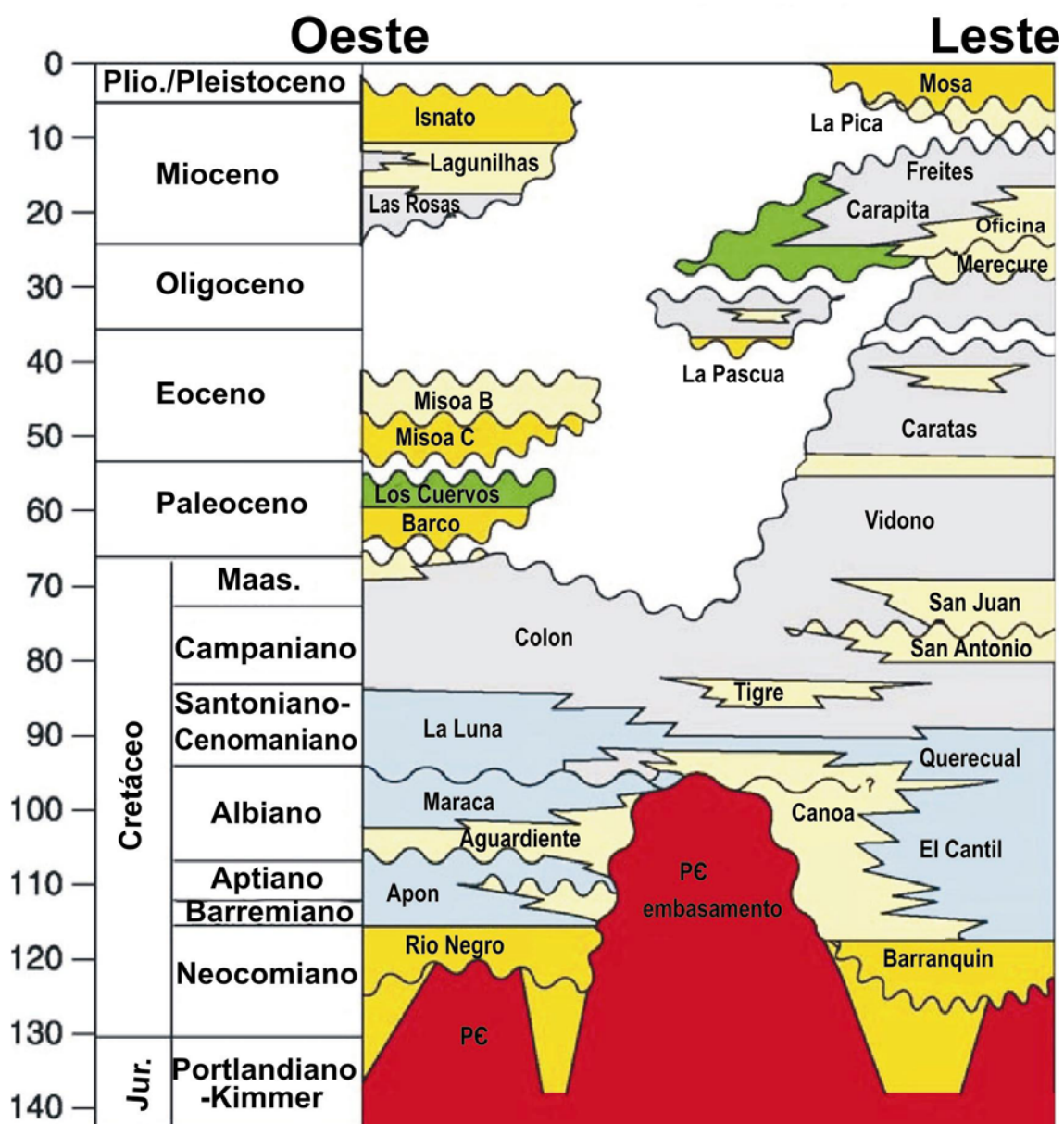


Figura 18 - Coluna estratigráfica geral da Venezuela, comparando as maiores unidades a leste e a oeste do país
 Fonte: SUMMA *et al.*, 2003

Na Sub-bacia de Maturin podem ser diferenciados três estágios de evolução sedimentar, conforme Chevalier (1993): Margem passiva, Sin-tectônico, Pós-tectônico (FIGURA 19).

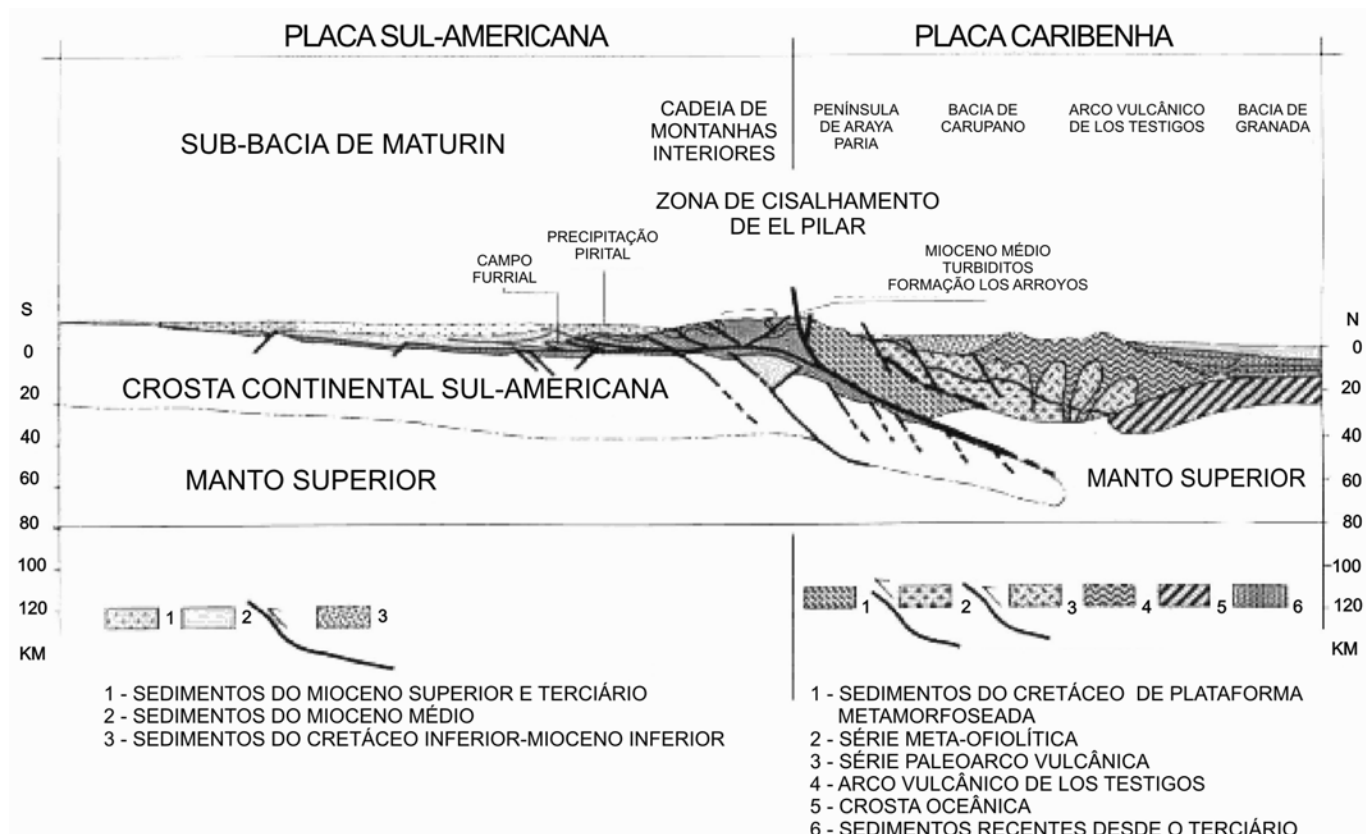


Figura 19 - Seção esquemática atual, da Bacia de Granada ao Rio Orinoco, em relação a Sub-bacia de Maturin
Fonte: CHEVALIER, 1993

→ Estágio Margem Passiva.

O primeiro estágio, em torno de 92 Ma, segundo Summa (2003), corresponde a uma margem passiva durante o qual todos os sedimentos foram derivados ao sul e a sudoeste da bacia, desde o Jurássico. Existem poucos dados sobre essa parte da história da sub-bacia. Indo para o sul, as fácies do Cretáceo são mais arenosas e próximas da costa (Fm Canoa e Tigre), e mais finas na Fm Querecual (sedimentação pelágica, finamente laminada, calcário-carbonosa – Campos e Ozuna, 1997), a norte. Durante o Mesozóico, ocorreram eventos de subsidência e abatimento termal associado à extensão continental e ao espalhamento oceânico. No Oligoceno, uma importante fase

regressiva produziu discordância erosiva regional com um hiato de 38 Ma, na qual suas areias transgressivas, ao norte da cidade de Monagas, resultaram em excelentes rochas reservatórios.

→ Estágio Sin-tectônico.

Este estágio é caracterizado por soerguimento e por sedimentação vinda do norte. Do Mioceno Inferior ao Médio (~20 Ma) foi desenvolvida uma bacia de ante-arco. Constituiu-se numa mudança brusca na dinâmica sedimentar. São encontrados, primeiramente, sedimentos pelíticos e, no processo de subsidência da bacia, material turbidítico. Níveis conglomeráticos e turbidíticos indicam inversão de polaridade dos sedimentos na bacia (~15,5 Ma) (CHEVALIER, 1993). São desta fase as Fm Carapita e Oficina.

→ Estágio Pós-tectônico.

Este estágio se consistiu no preenchimento da bacia por sedimentos pós-tectônicos. O Mioceno Superior (~10,2 Ma) corresponde a um preenchimento progressivo da bacia, apesar da subsidência, com sedimentos marinhos sob sedimentos continentais. Temos aqui a Fm Morichito (arenitos e conglomerados) e Fm La Pica (materiais areníticos e pelíticos), do Mioceno Superior; e Fm Las Piedras (argilitos, siltitos e folhelhos) e Fm Quiriquire (conglomerados), do Plioceno (FIGURA 20).

Evolução da Bacia Venezuelana Oriental

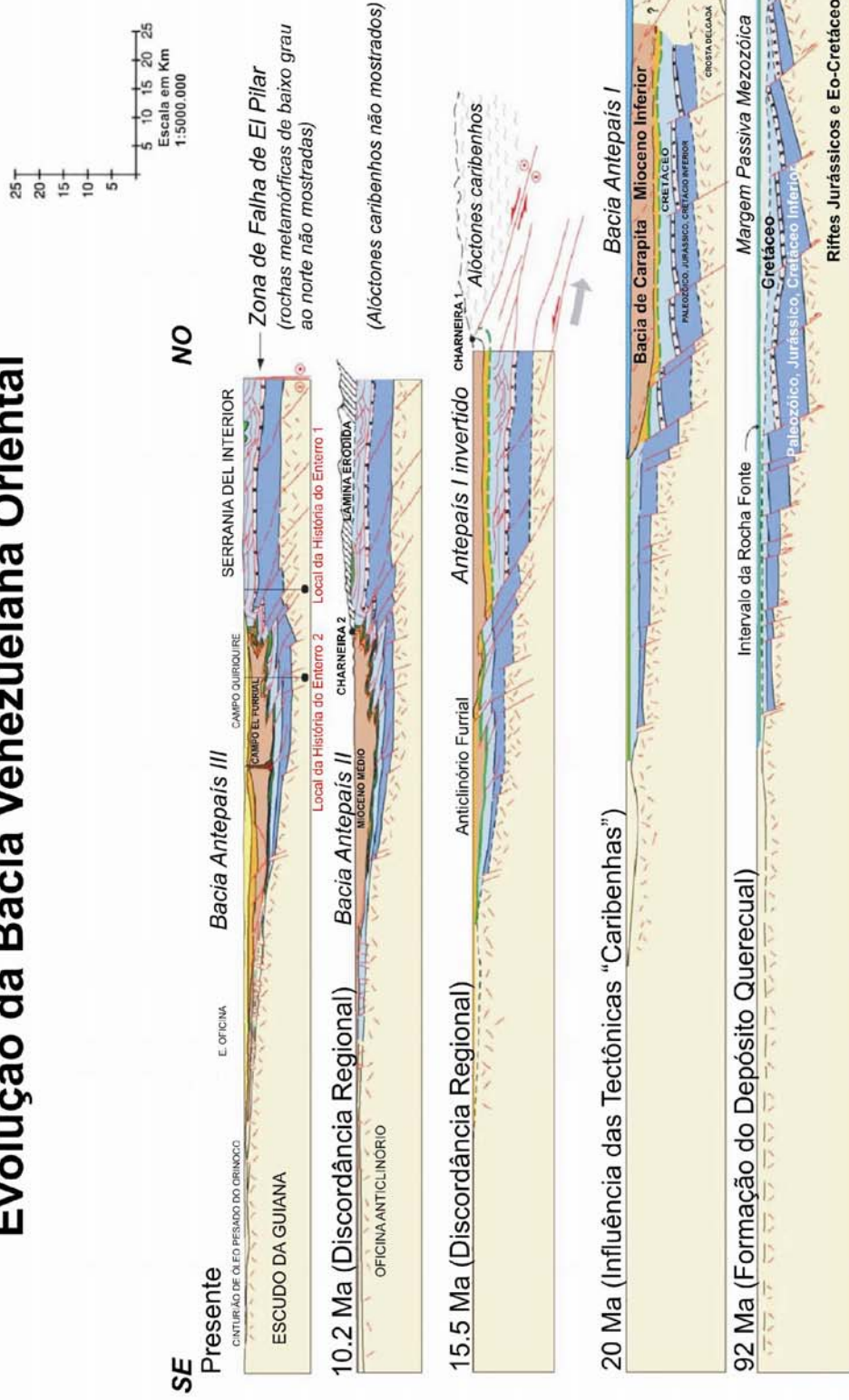


Figura 20 - Seção geológica contendo um resumo da evolução tectônica e estrutural da Bacia Oriental da Venezuela e seu impacto na maturação das rochas geradoras da Formação Querecual
Fonte: SUMMA *et al.*, 2003

Conforme dados da USGS, no trabalho WE2000, as ocorrências de hidrocarbonetos encontram-se *onshore*, em reservas do Cretáceo e Terciário, na Província Leste da Bacia da Venezuela, dentro do Sistema Petrolífero Total de Querecual, na Unidade de Avaliação da Sub-bacia de Maturin. A maioria das rochas geradoras são siltitos da Fm Querecual (Cretáceo Superior), sendo que sua maturação ocorreu entre o Oligoceno (Paleogeno) e o Mioceno (Neogeno). A maior parte do óleo migrou das áreas de geração para o sul, pelo desenvolvimento das estruturas de bacia de ante-arco. A geração contemporânea ao desenvolvimento estrutural no Mioceno seguiu rotas para o trapamento dos hidrocarbonetos na região de Maturin. As rochas reservatório são principalmente arenitos flúvio-deltaicos da Seção do Cretáceo Superior e Terciário pertencentes, na sua maioria, a Formação Oficina. Os reservatórios ao norte da cidade de Monagas, de idade oligocênica, possuem porosidade em média de 15% e permeabilidade de 500 md (SALAZAR, 1990; AGUADO *et al.*, 1990; ISEA *et al.*, 1990). As trapas variam de estratigráficas, nos arenitos do Cretáceo Superior e Terciário, para estruturais, formadas por estruturas do tipo “*fold and thrust*”, propagadas para o sul, invertendo as estruturas extensionais mais novas. As rochas selantes são praticamente siltitos intraformacionais.

3.3 REGIME FISCAL NO BRASIL

O regime fiscal deve ser entendido como a soma das exigências tributárias, auferidas pela sociedade, através de suas instituições governamentais, pela exploração econômica de um recurso escasso e não renovável, chamado de “*government takes*” no mercado do petróleo. Portanto, em última análise, cabe à sociedade escolher os termos da lei que permitam a atração dos investimentos necessários para transformar os recursos naturais disponíveis em riqueza e desenvolvimento para as populações que habitam o local, o lugar, a freguesia, o município, o estado e o país. O balanço entre as

receitas e os custos apresenta um resultado compartilhado pela empresa investidora e pelo governo. Esses são os conceitos básicos de um sistema fiscal (FIGURA 21).

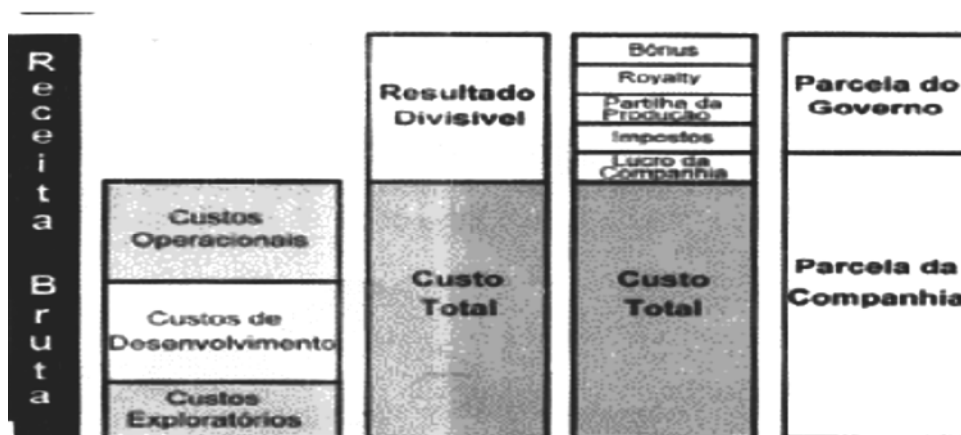


Figura 21 - Conceitos básicos de um sistema fiscal
Fonte: REGO & PEDROSA, 2001

No Brasil, dependendo da localização da lavra, se em terra ou em águas com profundidade inferior a 400 metros, ou em águas com profundidade superior a 400 metros, há diferenças na legislação fiscal (REGO & PEDROSA, 2001). Isso exemplifica a profusão de nuances que regem o mercado de exploração de petróleo. De forma simplificada, os sistemas fiscais, na execução de atividades de E&P, podem ser divididos em dois tipos: contratos de concessão e licenças e contratos de execução dos trabalhos. A diferença é que na concessão e licenciamento a empresa detém o recurso mineral a ser lavrado durante a vigência do contrato, enquanto que, no contrato de execução de trabalho, a jazida nunca deixa de pertencer ao governo. Este último é dividido em contratos de compartilhamento de produção (Production Sharing Contract - PSC) e contratos de serviços (Operating Service Agreements - OSA) (JOHNSTON, 1994).

No caso brasileiro, o órgão responsável pelo licenciamento é a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), através de licitações públicas, bem como o controle das atividades de exploração e produção (E&P), enquanto o órgão que arrecada os tributos é a Secretaria de Receita Federal do Ministério da Fazenda. Embora proporcione um maior controle, o sistema utilizado apresenta uma discussão relevante, uma vez que a produção das empresas deveria ser ofertada, prioritariamente, ao mercado interno e, apenas nos casos onde o abastecimento ao consumidor brasileiro fosse garantido, haveria exportações, ainda assim, por preço justo e nunca abaixo de um limite especificado pela ANP.

3.3.1 Ambiente Legal no Brasil e a evolução dos termos contratuais

A exploração e produção de petróleo foram totalmente controladas pela Petrobras, conforme a legislação vigente desde 1953. Em 1975 um decreto permitiu que a Petrobras celebrasse contratos de serviço com empresas estrangeiras. Em abril de 1988 estes contratos foram proibidos pela Assembléia Constituinte.

Em novembro de 1995 o Congresso e o Senado aprovaram uma emenda constitucional que eliminou o monopólio da Petrobras sobre as atividades *upstream* e *downstream*. Em 1996 foi apresentado um projeto de lei (PL) que aprovava a concessão de direitos de exploração e produção para empresas privadas, em áreas sem histórico de produção anterior de petróleo ou gás. Em 1997 o PL foi reapresentado com emendas e, finalmente, aprovado em 6 de agosto de 1997.

Em 3 de agosto de 1998, um Decreto Fiscal foi emitido, estabelecendo os termos fiscais dos contratos no setor de petróleo. O Decreto Fiscal de 1998 estabeleceu os seguintes pagamentos:

- bônus de assinatura;
- *royalties*;
- uma taxa especial de participação; e
- pagamentos por uso (*rentals*).

O Decreto Fiscal de 1998 foi seguido por 397 contratos de concessão assinados com a Petrobras, de um total de 433 áreas de E&P que ela havia solicitado. Estes contratos permitem que a Petrobras forme *joint ventures* com empresas estrangeiras, para realizar as atividades de E&P nas áreas de concessão.

No final do ano de 1998 e durante 1999, houve a regulamentação associada à primeira rodada dos leilões da ANP. Os termos introduzidos por esta regulamentação foram os seguintes:

- período máximo de duração de exploração de nove anos em vez de três, como nos contratos de concessão da Petrobras;
- obrigações fixas de exploração, na maioria dos casos consistindo na aquisição de sísmica na primeira fase, na perfuração de dois poços na segunda fase, e na perfuração de mais três poços na terceira fase.
- bônus de assinatura mínimos de US\$50,000, US\$100,000 e US\$150,000, para *onshore*, águas rasas e águas profundas, respectivamente;

- compromisso de um percentual variável, objeto dos lances do leilão, para o teor de conteúdo local das compras de produtos e serviços;
- compra de pacotes de dados como requisito para a participação na rodada (os preços variaram entre US\$20,000 e US\$120,000);
- exigência que o operador mantenha pelo menos 30% de participação (*working interest*);
- *ring fencing*¹ em redor da área de contrato e para efeitos de *royalty* e imposto de renda;
- isenção durante sete anos para impostos de importação sobre bens para a exploração e produção de petróleo; e
- um pagamento de 1% aos proprietários das terras (para atividades *onshore*).

Mudanças adicionais introduzidas em 1999 coincidiram com a segunda rodada. As mudanças foram principalmente:

- a oferta de áreas de concessão maiores;
- eliminação da obrigatoriedade da perfuração de um poço durante a primeira fase exploratória;
- introdução de um mecanismo de isenção de *royalty* (não implementado);
- redução de garantias para blocos "C";

¹ *Ring Fence* é um mecanismo desenvolvido para isolar rendas tributáveis de prejuízos, resultando em uma maior arrecadação por parte do governo. As formas de *Ring Fence* aplicadas atualmente são: bloco por bloco (concessão por concessão); segmento econômico (setor de exploração e produção de petróleo); e empresa por empresa.

- introdução de um ano de carência para os operadores de blocos "C", antes do início de atividades exploratórias; e
- introdução de pagamentos a instituições de P&D.

Em fevereiro de 2000, novas medidas fiscais foram introduzidas, elevando a contribuição social para 9% e introduzindo um novo preço de referência para o gás natural para efeitos de *royalty*.

Em abril de 2000, a ANP anunciou um novo modelo de contrato de concessão para a segunda rodada, que não resultou em mudanças significativas.

Em maio de 2001, a ANP divulgou o protocolo de leilão final, relativo à terceira rodada. Também foi introduzido um novo modelo de contrato de concessão, que detalhou as exigências para o descomissionamento.

Durante 2000 e 2001, a ANP forneceu vários modelos de regulamentos em relação ao gás associado e ao regime de importação de bens. O regime interino foi estendido até 2007. Alguns contratos da Petrobras de 1999 sofreram intervenções judiciais, as quais buscavam cancelar a flexibilidade da duração de 36 concessões.

Em julho de 2003, a ANP lançou a quinta rodada, a qual introduziu as seguintes modificações:

- definição de médio e longo prazo, para rodadas futuras;
- divisão das bacias em setores, cada um dividido em blocos de tamanho mínimo pré-definidos;
- eliminação da exigência de programa mínimo de exploração. O programa exploratório faria parte dos critérios aplicáveis aos lances das empresas;

- apresentação de um relatório de sensibilidade ambiental e guia de licenciamento ambiental, preparados pelo IBAMA, seis meses antes da rodada; e
- a avaliação dos lances seria baseada nos seguintes critérios: bônus (30%), conteúdo local (40%), programa exploratório mínimo (30%).

O modelo de concessão de 2003 incorporou as seguintes modificações:

- devolução parcial foi substituída por devolução total, após um período predeterminado;
- eliminação da carência de um ano para blocos em bacias maduras; e
- blocos no mesmo setor, com lances na mesma rodada e concedidos ao mesmo consórcio, foram incluídos num mesmo contrato. Apenas uma garantia se aplicaria a todos os blocos.

A sexta rodada, anunciada em dezembro de 2003, e realizada em agosto de 2004, teve regras basicamente semelhantes às da quinta rodada.

Em 12 julho de 2004, o Decreto 5138 estendeu os termos do regime REPETRO até 2020. O REPETRO autoriza a importação de equipamentos utilizados na E&P de petróleo e gás sob um regime de isenção de imposto de importação, IPI, PIS e COFINS, conquanto o equipamento seja devolvido ao seu país de origem ao final do período de concessão.

Em 2005, a ANP realizou a sétima rodada, com termos contratuais geralmente semelhantes aos da sexta e quinta rodadas, com algumas modificações:

- aumento do conteúdo nacional;

- introdução de uma fórmula para assegurar o cumprimento das exigências de conteúdo nacional.
- aumento da ponderação do programa de exploração, no processo de avaliação, e redução da ponderação do item conteúdo nacional.

3.3.2 Regras Fiscais no Brasil

O regime fiscal estabelecido pela *Lei do Petróleo* (Lei 9.478/97) é um sistema de *royalty*/imposto que envolve os seguintes elementos principais:

- bônus de assinatura, uma variável da licitação;
- Taxas de usos anuais ou aluguéis;
- *royalty* sobre a produção entre 5% e 10%, pagável ao estado;
- *royalty* sobre áreas *onshore* de 1%, pagável aos donos das terras;
- taxa de participação especial sobre a receita líquida antes do imposto de renda, com alíquotas entre 10% e 40%, proporcionais à produção e rentabilidade;
- imposto de renda conforme a legislação tributária geralmente aplicável, composto de uma taxa básica de 15%, uma sobretaxa de 10%, e uma contribuição social de 9%; e
- outros impostos menores.

O bônus de assinatura é um pagamento que pode ser incluído como uma condição para a outorga de uma concessão. Dependendo do valor, pode

representar um elevado descaixe numa fase de investimento do empreendimento. O bônus de produção não se aplica ao sistema brasileiro.

Taxa ou tarifa de treinamento também não se aplica no Brasil.

As taxas de uso anuais ou aluguéis são especificadas nos procedimentos de leilão. Os valores variam dependendo de características geológicas, localização da bacia sedimentar e outros fatores relevantes. As taxas para a primeira etapa de exploração para áreas oferecidas nas primeiras sete rodadas variaram entre R\$23,00 e R\$693,00 por quilômetro quadrado. As taxas são duplicadas no caso de uma extensão da etapa de exploração, assim como para o período de desenvolvimento. Para o período de produção, as taxas são 10 vezes aquelas da primeira etapa exploratória.

Há dois tipos de *royalties* sobre a produção de petróleo e gás natural:

- **Royalty sobre a Produção** é devida ao estado; e
- **Royalty sobre a Superfície** é devida aos proprietários da terra, mas somente no caso de blocos *onshore*.

Royalty sobre a Produção: a alíquota de royalty é de 10%. Porém, à época do convite para o leilão, esta alíquota pode ser reduzida pela ANP até um valor de no mínimo 5% para um determinado bloco, para refletir fatores geológicos e econômicos, conforme previsto na Lei do Petróleo.

Royalty de Superfície: a alíquota devida aos proprietários de terras sobre a produção de petróleo e gás natural é 1% do valor da produção.

A Lei do Petróleo incorpora o princípio de que os proprietários da terra têm direito ao pagamento de *royalty* de acordo com o valor dos recursos minerais. É comum, na maioria dos países, estabelecer uma distinção clara entre direitos minerais e direitos territoriais (de superfície), e proibir explicitamente que os proprietários da terra recebam ou busquem receber pagamento relativo ao valor das reservas minerais. *Royalty* sobre a Produção é devida sobre o gás natural que tenha sido queimado (*flared*).

A taxa de participação especial é devida em relação a um campo em qualquer trimestre, em que a concessionária deverá realizar despesas de **Pesquisa e Desenvolvimento** equivalentes a 1% do valor bruto da produção do campo que esteja sujeito à taxa especial de participação nesse trimestre. Até 50% de tais gastos podem ser aplicados em atividades de desenvolvimento nas instalações de pesquisa da concessionária, localizadas no Brasil. O restante deve ser utilizado para financiar atividades em colaboração com universidades e institutos de pesquisa, ou para desenvolver tecnologia nacional que tenha sido certificada para esta finalidade pela ANP, independentemente de estarem ou não relacionadas às operações sob o contrato de concessão.

Produção compartilhada também não se aplica no Brasil.

Taxas de serviços também não se aplicam no Brasil.

A concessionária de um bloco de exploração, através de seus escritórios, agências ou representantes no Brasil, está sujeita ao imposto de renda (pessoa jurídica), conforme o Artigo 153 da Constituição Federal, e o Código Tributário Nacional (Lei 5172 de 25 de outubro de 1966). O imposto de renda é aplicado à alíquota de 34%, composto de uma alíquota básica de 15%, mais uma sobretaxa de 10%, sobre os lucros anuais acima de R\$240.000,00, acrescido de uma alíquota de 9% referente à contribuição social (conforme a Lei 9316 de 22 de novembro de 1996). A partir de 1997, a contribuição social não é mais dedutível da base de cálculo do imposto de renda. Desta forma, a alíquota efetiva de imposto de renda atinge 34% para entidades não-financeiras. Os incentivos fiscais, para projetos no Nordeste do Brasil, geram reduções de até 75% do imposto de renda, que podem ser concedidas pelos governos estaduais da região.

Os outros impostos são:

- Imposto adicional sobre lucro: a concessionária está sujeita ao pagamento de uma "taxa especial de participação" (SPF) aplicada de forma progressiva sobre a receita líquida antes do imposto de renda

de cada campo sob um contrato de concessão. Apesar da SPF ser descrita como uma "taxa" é na realidade um "imposto" com base no lucro. A SPF é calculada trimestralmente e aplicada na forma de alíquotas sobre a receita antes do imposto de renda, de cada campo sob um contrato de concessão. A receita líquida para a SPF é a receita bruta do campo menos o bônus de assinatura, *royalty*, custos operacionais, custos de Exploração e Avaliação (Exploration and Appraisal cost - E&A), uma dedução trimestral, e depreciação linear dos custos de desenvolvimento, em 10 anos. A alíquota de SPF é atrelada à produção e ao ano de produção, conforme definido no Decreto Fiscal de 1998.

- Imposto sobre dividendos, conforme a Lei 9.249/95, não se aplica mais à retenção de impostos sobre a remessa de dividendos para o exterior. Anteriormente havia uma retenção de 15%.
- Impostos de Importação: os impostos de importação estão baseados no valor *ad valorem* CIF dos produtos importados, numa alíquota média de 15%, sendo a alíquota máxima 85%. Taxas portuárias de 3% e de armazenamento de 2% são devidas sobre o valor CIF. Em 11 de abril de 2001, o governo emitiu o Decreto 3787, que autorizou a importação de bens utilizados na exploração e produção de petróleo e gás até 31 de dezembro de 2007, sob um regime temporário de entrada (REPETRO) livre de impostos de importação, IPI, PIS e COFINS, conquanto o equipamento seja devolvido a seu país de origem no final do período de concessão. Este é o regime "REPETRO" que foi incorporado no Decreto 4543/2002, Artigo 411-415. O sistema também permite a exportação, sem IPI, PIS e COFINS, de bens fabricados por indústrias brasileiras, e comprados diretamente por uma companhia estrangeira ou por uma *trading* (Decreto 3663 datado de 16 de novembro de 2000), a serem aplicados em atividades de E&P no país. Este sistema é conhecido como "Exportação Fictícia". Em 12 de julho de 2004, o Presidente do

Brasil, Luiz Inácio Lula da Silva, assinou o Decreto 5138 que prorroga o prazo do regime REPETRO até o ano 2020.

- Impostos Menores:
 - A **Contribuição Social** é imposta sobre receitas de fontes brasileiras e é aplicada a uma alíquota de 9%. A partir de 1 de janeiro de 1997, a contribuição social não é mais dedutível no cálculo do valor tributável para o IRPJ ou para a própria contribuição social. Como resultado, o valor tributável para a contribuição social agora é o mesmo que o valor tributável para efeitos de cálculo do IRPJ. Porém, certos ajustes específicos exigidos para fins de IRPJ não se aplicam à contribuição social.
 - O **ISS** é aplicado sobre a receita bruta de serviços e varia conforme o município. A alíquota varia entre 0.5% e 10%, sendo 5% a alíquota mais comum.
 - O **ICMS** é devido sobre todas as compras de bens a alíquotas entre 7% e 25%. O ICMS é também cobrado sobre serviços de transporte intermunicipal, comunicações e eletricidade. A alíquota média fica está entre 12% e 28%.
 - A **COFINS**: em 1991, a COFINS foi introduzida como uma contribuição social para programas sociais. Desde fevereiro de 1999, o imposto é cobrado a uma alíquota de 7.6% da receita bruta. O imposto também é cobrado sobre a importação de bens e serviços a uma alíquota de 7.6%. Antes de 2001, era possível compensar 33% da COFINS contra o IRPJ. Esta dedução foi revogada pela MP 2.158.
 - **PIS**: uma cobrança de 1.65% da receita bruta de uma companhia é estabelecida para financiar programas de

desemprego e seguro. O imposto também é cobrado sobre a importação de bens e serviços a uma alíquota de 1.65%.

- **IPI** é devido sobre o valor de bens importados e aqueles fabricados no Brasil. O imposto é pago na forma de uma alíquota *ad valorem* entre 0% e um máximo de 365%. O valor médio é de 10%. O imposto varia de 0% a 8% para itens utilizados nas atividades de E&P.
- **IOF** é devido a uma alíquota entre 0% e 25% sobre transações do mercado financeiro, como empréstimos, pagamentos de seguros e operações de câmbio.
- **CPMF** é devida a uma alíquota de 0.38% sobre transações financeiras.
- **Imposto sobre a Transferência de Tecnologia:** A *Lei 10.168 sobre a CIDE* de 29 de dezembro de 2000 estabeleceu um novo imposto para financiar um programa de incentivos para a integração de universidades e apoiar a inovação, com o propósito de encorajar o desenvolvimento tecnológico brasileiro, através de programas de pesquisas científicas e tecnológicas entre universidades, centros de pesquisa e a indústria. O imposto é devido a uma alíquota de 10% sobre os valores pagos ao detentor do direito tecnológico ou o comprador de informação tecnológica. O imposto se aplica a partir de 1 de janeiro de 2001.

No caso do Brasil, não existe participação direta do estado nos acordos de concessão.

3.4 REGIME FISCAL EM ANGOLA

Em 1º de Janeiro de 2007, Angola aderiu como membro de pleno direito à Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), transformando-se no décimo segundo membro do grupo. Em 12 de novembro de 2004, a Lei 10, sobre atividades petrolíferas (Lei do Petróleo de 2004), substituiu a Lei do Petróleo de 1978. A nova lei estabelece regras mais claras sobre atividades de E&P do petróleo, e incorpora as regras dos contratos-modelo de 1997 até o ano de 2006, que passaram a reger os contratos de partilha de produção (*production-sharing contracts* - PSCs).

Atualmente, as atividades de E&P estão sujeitas à Lei do Petróleo de 2004, que estabelece que os hidrocarbonetos são propriedade do estado, e que somente a empresa de petróleo estatal Sociedade Nacional de Combustíveis de Angola (Sonangol) pode ser concessionária dos direitos de exploração do petróleo. Sonangol está proibida, pela Lei do Petróleo de 2004, de transferir os direitos de exploração do petróleo, mas está autorizada a associar-se a empresas estrangeiras para realizar atividades petrolíferas em áreas de concessão designadas. A lei também prevê que estas associações ocorram sob a forma de empresas, *joint ventures*, contratos de serviço, ou PSCs.

Para cada área sujeita a uma associação, um decreto é promulgado, que estipula os direitos e obrigações da Sonangol e de sua associada, inclusive em relação a obrigações tributárias e cambiais. Contratos modelo de concessão e de PSC são divulgados periodicamente, sendo os mais recentes de 2006. Uma das dificuldades encontradas na Lei do Petróleo de 2004 é que esta considera o Ministério do Petróleo como representante do estado e a Sonangol como a única concessionária, deixando de mencionar outras partes envolvidas. Como a Sonangol, na maioria dos casos, estabelece contratos com empresas petrolíferas estrangeiras, considera-se que os termos aplicáveis à

Sonangol serão refletidos nos contratos assinados e, portanto, aplicáveis às contratadas.

3.4.1 Ambiente Legal em Angola e a evolução dos termos contratuais

A exploração de petróleo foi iniciada em Angola em 1910, mas somente em 1955 foi feita uma exploração sistemática, quando se encontrou o primeiro campo comercial. Antes da Lei do Petróleo de 1978 as atividades de E&P eram realizadas através de contratos de concessão, de acordo com a condição de Angola como colônia de Portugal. As regras que se aplicavam ao petróleo eram baseadas na Lei de Mineração de 1930, de Portugal, que não previa *royalties*, mas estabelecia um regime fiscal de 40% de impostos sobre os lucros. Este sistema foi modificado em 1965 pelo Decreto 41.365, que estabeleceu o *royalty* de 12,5% (mais uma sobretaxa de 4,25% em 1974), e pelo Decreto .41.357, que estabeleceu um imposto de 50% sobre os lucros (mais uma sobretaxa de 15,75% em 1974). Portugal também tinha o direito de adquirir 37,5% da produção a preços internacionais.

Antes da independência (1975), a Gulf Oil e a Fina tinham concessões sobre a área *offshore* de Cabinda e *onshore* de Angola, respectivamente. Em 1978, a concessão de Cabinda foi renegociada, dando à Sonangol 51% de participação. Em 1984, a concessão foi renegociada outra vez, dividindo-a em duas partes. Outras renegociações foram realizadas em 1985-1986.

O arcabouço do regime petrolífero angolano foi estabelecido em 1978 sob a Lei 13, sobre atividades petrolíferas (Lei do Petróleo de 1978). Sob a Lei do Petróleo de 1978 todos os direitos sobre o petróleo foram dados à Sonangol, a qual podia realizar associações com empresas estrangeiras. Um contrato-modelo de PSC foi publicado em 1979, o qual permaneceu como a

base para as negociações desde então. Os principais aspectos do novo regime são:

- a exclusividade da Sonangol sobre os direitos petrolíferos;
- o direito da Sonangol de associação com empresas estrangeiras sob um PSC, conquanto os direitos da contratada sobre a produção não excedessem 49%;
- uma recuperação de custos negociável e a previsão para o compartilhamento de lucros;
- o aumento do valor considerado inversões de capital, para efeitos de recuperação de custos;
- imposto de renda sobre a parte do lucro da contratada, de 50%; e
- um preço teto, ou seja, um imposto de 100% sobre receitas acima de um preço específico, estabelecido em US\$13 por barril em 1979.

Até que o contrato-modelo para águas profundas, de 1991, fosse anunciado, não houve grandes modificações nesses termos. Em 1984, o preço teto foi elevado para US\$20 por barril. A Lei do petróleo de 1978 foi modificada em 1991 para permitir que a participação das contratadas pudesse exceder 49%.

Em dezembro de 1991, a Sonangol anunciou um contrato-modelo para águas profundas, para a rodada do leilão de águas profundas. As principais modificações para áreas “*standard*” foram:

- períodos de exploração mais longos (7 vs 5 anos) e de produção (25 vs 20 anos);
- depreciação mais rápida de custos de desenvolvimento (4 vs 5 anos);
- partilha de lucros atrelado à taxa de retorno da contratada, em vez de aos níveis de produção; e

- a eliminação do preço teto, um ponto de atrito para as companhias que operavam em Angola, apesar que à época, o preço não era restritivo.

No final de 1997, um novo contrato-modelo aplicável a todas as áreas foi anunciado. Esse contrato seguiu os termos de 1991 aplicáveis a águas profundas, mas permitiu mais flexibilidade ao deixar que obrigações de trabalho, recuperação de custos, garantias, e outros itens, pudessem ser negociados. A Sonangol também adotou uma política de assumir uma participação de 20% em águas profundas. O licenciamento de blocos de águas profundas em 1998 e 1999 teve bônus de assinatura que chegaram a centenas de milhões de dólares. Ao final da década de 1990, o governo iniciou um processo de reforma do regime fiscal aplicável a atividades petrolíferas. O objetivo era atualizar a legislação e adequá-la às práticas usuais da indústria petrolífera, ao mesmo tempo, retendo os princípios fundamentais estabelecidos na Lei do Petróleo de 1978. Outro objetivo foi padronizar os regimes relativos às atividades petrolíferas, especialmente o regime fiscal, cambial e alfandegário.

Em 12 de novembro de 2004, a Lei 10, sobre atividades petrolíferas, substituiu a Lei do petróleo de 1978. A Lei do petróleo de 2004 estabeleceu, com mais detalhes, as regras aplicáveis às atividades petrolíferas, e incorporou as regras do contrato-modelo de 1997, que passou a reger os PSCs.

Em 25 de novembro de 2003, o Ministério de Petróleo emitiu a Ordem 127, que estabeleceu procedimentos relativos à aquisição de bens e serviços. Em 2004, o Ministério do Meio Ambiente introduziu o Decreto 51, que estabeleceu regras e procedimentos para as avaliações de impactos ambientais de qualquer projeto público ou privado. O Decreto 51 enumera uma lista de projetos que estão sujeitos a avaliações de impactos ambientais, incluindo, entre outros, projetos relativos a petróleo e gás natural, dutos para estes produtos e o armazenamento de gás.

A última rodada de licenciamento foi realizada em 2005/2006, quando um novo contrato-modelo foi anunciado, mas que não difere substancialmente do de 1997.

3.4.2 Regras Fiscais em Angola

O regime fiscal de Angola está baseado nos princípios de partilha da produção, com o estado retendo uma parcela de participação direta no contrato a partir do primeiro dia. Os principais aspectos destes termos incluem:

- bônus de assinatura;
- taxa ou tarifa de treinamento;
- taxas de usos anuais ou aluguéis;
- recuperação dos custos, sujeita a uma negociação anual do teto de recuperação de custos (50% para a rodada de licenças de 2005/2006), com a possibilidade de aumento do teto para custos de desenvolvimento;
- partilha dos lucros (*profit sharing*), a produção remanescente após a recuperação de custos é compartilhada entre o estado e a contratada, numa escala declinante, com base na taxa de retorno, mas fixa para cada bloco.
- Imposto sobre renda de petróleo: cobrada sobre a parcela de lucro da contratada, a uma alíquota de 50%;
- participação do estado: Sonangol tem, na rodada de 2005/2006, uma participação ativa de 20%; e
- outros impostos.

Os bônus de assinatura, de acordo com a Lei do Petróleo de 2004, pagos à Sonangol, resultantes de acordos assinados com contratadas, devem ser revertidos integralmente ao estado. De acordo com o contrato-modelo de 2006 e com os termos de referência da licitação, um bônus de assinatura negociável é devido. Quando a Sonangol é participante, não paga sua parte do bônus. Valores de US\$5 milhões são típicos de bônus para áreas consideradas padrão e, recentemente, bônus mais elevados têm sido pagos para áreas de águas profundas, atingindo US\$902 milhões (LUSA, 2006). Não há, no contrato-modelo de 2006, nenhuma provisão para o pagamento de bônus de produção.

A taxa ou tarifa de treinamento é estabelecida pela Lei do Petróleo de 2004 de forma que a contratada deve contribuir ao estado, com um valor negociável, para o treinamento de pessoal angolano. Estes valores são estabelecidos e regulados por meio de decretos. Valores típicos são US\$200,000 por ano durante a exploração, e US\$0.15 por barril durante a produção. O orçamento de treinamento não é especificado no contrato-modelo de 2006, podendo ser negociado. Os custos de treinamento são considerados como despesas de produção e, portanto, recuperáveis. O custo do treinamento do pessoal da Sonangol é dividido conforme acordo entre as partes.

As taxas pelo uso da superfície ou aluguéis são especificadas pela Lei do Petróleo de 2004, de forma a remunerar o uso das áreas sob os contratos de partilha de produção e áreas de concessão, estabelecendo um rendimento anual (denominado de “taxa de superfície”) de US\$300 por quilometro quadrado, desde a data da descoberta comercial, caso o contrato assim o especifique. Contudo, no contrato-modelo 2006 não são feitas provisões com relação a aluguéis.

A Lei do Petróleo de 2004 faz menção ao pagamento de um imposto sobre a produção (*royalty*), porém, o petróleo produzido sob os termos de um PSC está especificamente isento desse imposto. As contratadas que operarem

sob contratos de *joint venture* estão sujeitas a *royalty* sobre a quantidade de óleo cru e gás natural que for produzido, menos as quantidades utilizadas nas operações petrolíferas, se aprovadas pela Sonangol.

No caso de contratos de *joint venture*, *royalty* sobre a produção é devido a uma alíquota de 20%. A alíquota pode ser reduzida para 10%, com a aprovação da Sonangol, no caso da produção de:

- campos marginais;
- áreas *offshore* em águas com profundidade superior a 750 metros; e
- áreas de novas fronteiras que sejam de difícil acesso, conforme previamente definido pelo governo.

A recuperação dos custos de desenvolvimento na rodada de licenciamento de 2005/2006 foi limitada em 50% da produção bruta. O contrato-modelo de 2006 estabelece que se os custos de desenvolvimento não tiverem sido recuperados em cinco anos, o limite acima não se aplica. As despesas incorridas em uma área de contrato são recuperáveis do saldo não utilizado de petróleo cru alocado à recuperação de custos, após a recuperação de custos de desenvolvimento, despesas de produção e despesas administrativas e de serviços, limitadas ao teto de recuperação de custo, iniciando-se com a área de desenvolvimento com data de declaração de descoberta comercial mais recente, e o saldo sendo recuperado seqüencialmente das áreas com datas de declaração de descoberta comercial subseqüentes.

As despesas de produção podem ser recuperadas somente da respectiva área de desenvolvimento. Despesas de exploração são recuperadas após as despesas de desenvolvimento, despesas de produção e despesas administrativas e de serviços. As despesas de desenvolvimento em cada área são recuperadas do custo do óleo da respectiva área de desenvolvimento. A

essas despesas aplica-se um percentual fixo, conforme os termos da rodada de licenças de 2005/2006, e são capitalizadas e recuperadas em parcelas anuais iguais à taxa de 25%, começando com o ano em que a despesa foi incorrida, ou o ano em que a produção é iniciada, o que for mais recente. As despesas de produção em cada área de desenvolvimento são recuperadas como parte do custo do óleo dessa área no ano em que são incorridas. As despesas de produção podem incluir os custos de descomissionamento, conforme limites estabelecidos nos respectivos contratos.

A recuperação dos custos de desenvolvimento na rodada de licenciamento de 2005/2006 foi limitada em 50% da produção bruta. O contrato-modelo de 2006 estabelece que se os custos de desenvolvimento não tiverem sido recuperados em cinco anos, o limite acima não se aplica.

O regime fiscal para os contratos de partilha de produção, em Angola, não incluem previsão para taxas de serviços.

A produção remanescente, após a recuperação de custos, é partilhada entre a Sonangol e a contratada em uma escala proporcional à rentabilidade da área de desenvolvimento para a contratada. Este arranjo distributivo está incluído no contrato-modelo de 2006, com a lucratividade medida através da taxa nominal anual de retorno após impostos, da área de desenvolvimento no trimestre anterior. No contrato-modelo de 2006 não estão definidos limites de lucratividade ou percentual de partilha de lucros, porém os limites de lucratividade e os percentuais de partilha de lucros foram definidos nos termos de referência da rodada de 2005/2006, conforme quadro 2:

-	TIR (%)	Partilha dos lucros do contratador (%)
Para os Blocos 1, 5 e 6	<10	70
	10-20	60
	20-30	40
	30-35	30
	>35	10
Para os Blocos 15, 17 e 18	<15	70
	15-20	60
	20-30	40
	>30	20
Para o Bloco 26	<20	70
	20-25	60
	25-30	40
	>30	20

Quadro 2 – Definição de limites de lucratividade e os percentuais de partilha de lucros nos termos de referência da rodada de 2005/2006, Angola

Fonte: Elaboração própria

Cada companhia associada, participante do contrato, está sujeita ao imposto de renda sobre sua parte do lucro de cada área de desenvolvimento. Para efeito de imposto de renda, o cálculo do lucro de cada área de desenvolvimento é feito conjuntamente para as companhias envolvidas, deduzindo-se a recuperação de custos e a parte do lucro correspondente à Sonangol, do valor do óleo cru total produzido. O imposto de renda do petróleo é específico à indústria do petróleo e é distinto do imposto de renda que se aplica a empresas que não estejam envolvidas em atividades petrolíferas.

A alíquota geral de imposto de renda para empresas é, atualmente, de 35%. A Lei do Petróleo de 2004 estabelece que para os contratos de *joint venture* e os contratos de serviço, a alíquota é de 65,75%. A Lei do Petróleo de 2004 também estipula que um imposto sobre as transações de petróleo é devido, a uma alíquota de 70% sobre o lucro tributável, mas as operações realizadas sob um PSC estão isentas deste imposto. Para os contratos de

partilha de produção a Lei do Petróleo de 2004 estabelece uma alíquota de 50% sobre o lucro tributável.

A Lei do Petróleo de 2004 exige que a Sonangol detenha uma participação financeira direta de mais de 50% em qualquer companhia ou consórcio (contrato que não seja de compartilhamento da produção) com uma empresa estrangeira. Na Lei do Petróleo de 1978 havia uma exceção para águas com mais de 150m de profundidade, mas esta lei foi modificada pela Lei 27 de 1991, determinando que o Conselho de Ministros poderia aceitar uma participação menor; esta cláusula foi retirada na Lei do Petróleo de 2004.

A empresa estrangeira assume todo o risco exploratório. Anteriormente, a Lei do Petróleo de 1978 determinava que a contratada poderia recuperar seus custos conforme estipulado contratualmente. Esta cláusula não consta da Lei do Petróleo de 2004. Esse direito, porém, é implicitamente preservado pelo Artigo 18, que estabelece que as contratadas não têm o direito de receber o capital investido se não houver uma descoberta explotável. Infere-se, portanto, que no caso de haver uma descoberta explotável, a contratada poderá recuperar seus custos.

Em muitos contratos assinados pela Sonangol, esta detém uma participação na exploração (*working interest through exploration*). Em outros, a Sonangol é patrocinada e, posteriormente, participa no desenvolvimento de descobertas comerciais, sendo que em alguns casos, pagando sua parte dos custos de exploração.

Os outros impostos são:

- o imposto sobre os dividendos: nenhum imposto é devido sobre dividendos pagos, sob qualquer forma, por conta de ações, capital ou debêntures;
- o imposto de importação: equipamento e bens destinados ao uso exclusivo e direto em atividades petrolíferas estão isentos de imposto de importação, com exceção de despesas alfandegárias. Bens importados e posteriormente re-exportados, ou exportados e posteriormente re-importados também têm

isenção de impostos de importação, mas devem ser re-exportados dentro de dois anos, ou re-importados dentro de um ano, respectivamente, semelhante ao REPETRO. O imposto de importação é geralmente 10%, mas passa para 20-30% para bens não essenciais, e para 35% para itens de luxo;

- o imposto sobre o valor agregado (VAT - Value Added Tax). Não há imposto sobre o valor agregado, mas há um imposto sobre o consumo, de 2-30%, variando de acordo com o tipo de produto, devido sobre produtos domésticos e importados. A contratada sob um PSC está isenta deste imposto; e
- o impostos menores: vários impostos menores também se aplicam, para os quais não há isenção para as contratadas, nem é permitida a recuperação dos custos associados, a saber: um imposto estatístico aplicado à alíquota de 0,1% *ad valorem*; e um imposto alfandegário cobrado na documentação de liberação de mercadorias, de 0,5% *ad valorem*.

3.5 REGIME FISCAL NA VENEZUELA

A inter-relação entre os hidrocarbonetos e a política venezuelana é um fato bem conhecido, como atesta os eventos desde o começo do século XX até os dias atuais. Dentre outros, destacam-se: a exploração das jazidas de petróleo pelas empresas transnacionais em 1922 estabelecida pelo ditador Juan Vicente Gómez; a derrubada de Isaías Medina Angarita na vigília da promulgação da lei dos hidrocarbonetos de 1943; a ditadura de Marcos Pérez Jiménez; o período da democracia representativa; a nacionalização da indústria do petróleo em 1975; o colapso da quarta república; a vinda da atual autodenominada quinta república; o golpe de estado de 2002; e a sabotagem da indústria do petróleo. Os governos moldaram as leis e o regime fiscal de acordo com os interesses dos detentores do poder interno. Contudo, também

no mercado mundial foi um venezuelano, Perez Alfonso, um dos principais mentores e fundador da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Bem como Ali Rodriguez Araque, responsável pela retomada da influencia da mesma OPEP na formação de preço, pela instituição da política de bandas e o respeito às cotas.

O regime fiscal venezuelano presentemente adotado para a indústria do petróleo é do tipo Contratos de Serviços de Operação (Operating Service Agreements – OSAs). Em abril de 2006, a Venezuela adotou uma nova política em relação ao petróleo, que forçou os OSAs, controlados por empresas estrangeiras, a aceitar uma maior participação do estado. Dezesseis empresas aceitaram o aumento da participação do estado, outras duas se negaram a assinar as modificações dos contratos, e duas decidiram vender suas participações para suas sócias nos contratos existentes.

A Lei de Hidrocarbonetos de 2006 representa a consolidação da Lei de Hidrocarbonetos de 2001 e de suas modificações. Outros ordenamentos são os Regulamentos Aplicáveis à Lei Orgânica de Hidrocarbonetos de 2005, e o Contrato Modelo de conversão em *joint venture* de 2006. Estes estipulam, em geral: todos os hidrocarbonetos devem ser vendidos à PDVSA; um imposto de registro de exportação de 0.1% (não aplicável a empresas estrangeiras, já que toda a produção é vendida à PDVSA); investimento de 1% dos lucros antes de impostos, em projetos de desenvolvimento nacional; um imposto de extração baseado no valor de todos os HC líquidos vendidos; e diversas vantagens para o estado, sob diversas formas.

Vale acrescentar que existem disputas territoriais com a Guiana, e ambos os países aguardam uma mediação pelas Nações Unidas, assim como com Trinidad e Tobago, em relação a áreas petrolíferas *offshore*.

3.5.1 Ambiente Legal na Venezuela e a evolução dos termos contratuais

A indústria petrolífera da Venezuela é uma das maiores do mundo, desde que o petróleo foi descoberto em 1883. Até 1975, as empresas estrangeiras operaram sob o sistema de concessões estabelecido no início do século, regido pela Lei 13, de HC, de março de 1943.

A Venezuela é um membro fundador da OPEP e participou das medidas, em 1973, que transformaram a indústria de petróleo. Em 29 de agosto de 1975, o Congresso da Venezuela aprovou a *Lei Orgânica que Reserva a Indústria e o Comércio de HC ao Estado*, que nacionalizou totalmente a indústria petrolífera da Venezuela, em 13 de dezembro de 1975. As empresas estatais criadas após esta data foram formadas a partir das empresas privadas que operavam antes dessa data. A nacionalização foi implementada de forma a deixar a estrutura da indústria relativamente intacta, assegurando sua continuidade.

A Venezuela manteve seu sistema de impostos praticamente inalterado após a nacionalização, com as companhias estatais sujeitas ao mesmo regime fiscal anterior. Cada operadora, individualmente, celebrou contratos de operação com as companhias venezuelanas. Nesses contratos, que geralmente duravam quatro anos, a companhia venezuelana pagava uma taxa de serviço à antiga companhia operadora. As antigas operadoras também receberam compensação pela nacionalização, e receberam o direito de comprar óleo cru durante um período especificado, a preços determinados trimestralmente.

Em 1991, a PDVSA decidiu envolver as companhias privadas na reativação e desenvolvimento de vários campos com produção suspensa, através de contratos de serviços de operação (Operating Services Agreements - OSAs). As companhias, neste sistema, investem nas operações de campo,

em nome da PDVSA, e recebem uma remuneração sob a forma de uma taxa paga por serviços realizados. Foram realizadas três rodadas, com quatro concessões em 1992, dez em 1993 e 18 em 1997.

Em 1994, a PDVSA preparou um conjunto de propostas para o investimento privado direto em atividades de E&P sob um regime de *royalties/impostos*, que foram aprovadas pelo Executivo venezuelano em novembro de 1994 e pelo Congresso Nacional em 4 de julho de 1995, resultando no *Arcabouço de Condições*. Os termos detalhados foram incluídos no contrato-modelo disponibilizado às empresas pré-qualificadas, em dezembro de 1995, após as modificações feitas pela PDVSA.

Em 22 de abril de 1999, já sob o governo de Hugo Chaves, o Congresso aprovou a Lei Habilitadora que previa a redação de uma nova lei tributária, que estipularia que as atividades E&P de gás não associado, assim como as atividades de transporte, distribuição, armazenamento, comercialização e exportação do gás (associado ou não) estariam sujeitas ao imposto de renda, à alíquota de 34%, em vez de 67,7% que se aplicava nos contratos de associações anteriores.

Em 1999, o governo introduziu reformas no imposto de renda sob o Decreto Presidencial 307, de 22 de outubro de 1999. O decreto estipulava que, a partir de 1º de janeiro de 2001, os dividendos pagos por companhias venezuelanas, bem como os lucros remetidos pelas empresas estrangeiras aos seus países de origem, seriam tributados sobre o valor excedente dos lucros antes de impostos, em relação à receita líquida tributável. Os dividendos eram tributados conforme a alíquota do imposto de renda aplicável para o tipo de atividade.

Em agosto de 1999, o Congresso aprovou a Lei Orgânica do Gás, que rege a E&P de gás não associado, a coleta e armazenamento deste gás, seu processamento, industrialização, transporte, distribuição e comercialização interna e externa. Em 5 de junho de 2000, o governo aprovou as modificações da Lei Orgânica do Gás. Um contrato-modelo foi anunciado no final de 2000,

para a rodada de E&P de gás não associado. A Lei Orgânica do Gás estabeleceu: um período máximo de exploração de 5 anos; uma duração máxima do contrato de 35 anos, com uma possível extensão da duração, não superior a 35 anos; e um *royalty* fixo de 20%.

Em 15 de dezembro de 1999, uma nova Constituição foi aprovada, que substituiu a de 1961. Na Constituição de 1999, as atividades petrolíferas estão reservadas exclusivamente ao estado, mas não está clara a definição de atividades petrolíferas (se envolve HC líquidos e gás, ou somente óleo cru e condensados), nem se sua aplicação é extensiva a todas as atividades *upstream, midstream e downstream*.

Há também ambigüidade em relação à definição de reservas na Constituição de 1999. Apesar de não constar uma proibição quanto ao estado contratar empresas privadas para exercer as atividades petrolíferas, a questão não está devidamente esclarecida.

Em 13 de novembro de 2001, uma nova Lei Orgânica de HC foi promulgada, e governaria as atividades de E&P relacionadas a HC líquidos. A Lei de HC de 2001 revogou as seguintes leis: a Lei de HC de 13 de março de 1943, modificada pela Lei da Reforma Parcial da Lei de HC, de 10 de agosto de 1955 e a de 29 de agosto de 1967; a Lei sobre Ativos Sujeitos à Revisão das Concessões de HC, de 6 de agosto de 1971; a Lei que Reserva a Exploração do Mercado Interno de Produtos HC ao Estado, de 22 de junho de 1973; e a Lei Orgânica que Reserva a Indústria e Comércio de HC ao Estado, de 29 de agosto de 1975.

A Lei de HC de 2002 prevê: uma duração do contrato de 25 anos, com uma possível extensão de 15 anos; um *royalty* mínimo de 30%, que pode ser reduzido para 20%; uma participação do estado de mais de 50%; o pagamento pelo uso da superfície, de 100 unidades de impostos por quilômetro quadrado, a ser incrementado em 2% durante os primeiros cinco anos e em 5% nos anos subsequentes; um imposto de consumo de 10% sobre os HC consumidos

como combustível nas atividades petrolíferas; e um imposto geral de consumo de 30-50% para HC vendidos no mercado interno.

De acordo com a *Lei de Imposto de Renda de 2001*, publicada no Diário Oficial Venezuelano de 28 de dezembro de 2001, as empresas petrolíferas e as receitas de atividades petrolíferas estão sujeitas a um imposto de renda de 50%, uma redução dos 67.7% aplicáveis anteriormente. Porém, a *Lei de Imposto de Renda de 2001* isenta contratos de associação da aplicabilidade do imposto e considera que o imposto de renda geralmente aplicável a estes contratos é de 34%.

Em 2006, a *Lei de HC de 2001* foi modificada e consolidada como a *Lei de HC de 2006*, e o estado divulgou o *Contrato-Modelo de 2006* para converter 32 OSAs (assinados entre 1992 e 1997) em *joint ventures* com a companhia estatal retendo mais de 50% de participação em cada *joint venture*. Vinte e um contratos de *joint venture* (cada um incluindo um ou mais OSAs) foram assinados com 17 companhias petrolíferas. Dois OSAs foram devolvidos à PDVSA. As seguintes mudanças também foram feitas: todos os HC devem ser vendidos à PDVSA; um imposto de registro de exportação de 0.1%; investimento de 1% dos lucros antes de impostos, em projetos de desenvolvimento nacional; um imposto de extração baseado no valor de todos os HC líquidos vendidos; e diversas vantagens para o estado.

3.5.2 Regras Fiscais na Venezuela

Numa visão do regime fiscal para os hidrocarbonetos líquidos e gás associado, sob a *Lei de HC de 2006*, pode-se dizer que ele é um regime de *royalty/imposto*. Seus principais elementos são:

- pagamento pelo uso da superfície, de 100 unidades de impostos por quilômetro quadrado, a ser incrementado em 2% durante os primeiros cinco anos e em 5% nos anos subseqüentes;

- taxa de treinamento;
- *royalty* mínimo de 30%, que pode ser reduzido para 20%;
- participação do estado de mais de 50% (60% é comum para OSAs convertidos em *joint ventures*);
- imposto de renda de 50%;
- imposto sobre dividendos, retido na fonte;
- imposto sobre o consumo, aplicável aos HC consumidos como combustível nas operações petrolíferas, de 10%;
- taxa de extração de 33,33% do valor de todos os HC líquidos, que pode ser reduzida para 20%;
- vantagens especiais para o estado, na forma de um *royalty* adicional de 3.33%, e um valor igual à diferença entre 50% do valor de todos os HC obtidos da área de contrato e a soma de todos os pagamentos ao estado;
- investimento de 1% dos lucros antes de impostos, em projetos de desenvolvimento nacional; e
- outros impostos.

Segue uma descrição detalhada de cada um dos elementos principais do regime fiscal.

Quanto ao Bônus de Assinatura e Descobertas, não está claro se bônus de assinatura ou de descobertas serão devidos sob o regime da Lei de HC de 2006, para novas áreas de exploração. Nenhum bônus foi estabelecido sob o contrato-modelo de 2006 utilizado para converter os OSAs em *joint ventures*.

A *Lei de HC de 2006* estabelece o pagamento pelo uso na exploração da superfície (conhecido como Imposto de Superfície), para as áreas ainda não

incluídas nas atividades de desenvolvimento, de 100 unidades de impostos por quilômetro quadrado ou fração. Esse valor será incrementado em 2% durante os primeiros cinco anos e em 5% nos anos subseqüentes. No contrato não há definição de unidade de imposto porém, na Venezuela o sistema de impostos é regido por unidades de imposto, cujo valor, desde fevereiro de 2004, é Bs\$27,500.

Quanto à Taxa de Treinamento, o contrato-modelo de 2006, usado para converter os OSAs em *joint ventures*, estabelece que as empresas participantes estrangeiras devem treinar, durante os primeiros dois anos, o pessoal transferido para a *joint venture*, designado pelo seu conselho, para substituir qualquer dos funcionários das empresas estrangeiras sob OSAs. O valor do treinamento está sujeito à negociação até um valor máximo e deverá ser pago integralmente pela empresa estrangeira. Após estes dois anos qualquer custo de treinamento será de responsabilidade da *joint venture*.

O *royalty* é pago ao estado através de uma taxa de 30% sobre todos os volumes de hidrocarbonetos (líquidos e gás associados) extraídos de um reservatório. No caso em que um reservatório não possa ser economicamente explorado com uma alíquota de *royalty* de 30%, a alíquota pode ser reduzida a 20% para permitir sua exploração econômica. O estado se reserva o direito de re-instituir a alíquota de 30% quando for demonstrado que a exploração do reservatório é sustentável com essa alíquota.

A *Lei de HC de 2006* diz que o *royalty* pode ser pago em dinheiro ou em óleo produzido. A não ser que esteja especificamente permitido de outra forma, o pagamento deve ser efetuado em dinheiro. Caso o Ministério decida receber o *royalty* em óleo produzido, poderá utilizar os serviços da operadora para o transporte e armazenamento. *Royalty* em produto deve ser entregue conforme especificado pelo Ministério e a um preço acordado para os serviços.

O regime fiscal venezuelano não contempla o sistema de partilha de produção.

Taxas de serviços também não são aplicadas na Venezuela.

A *Lei do HC de 2006* define, quanto à participação financeira direta, que o estado tem o direito de assumir uma participação em operações petrolíferas acima de 50%. Sob o contrato-modelo de 2006, OSAs re-licenciadas como *joint ventures* têm uma participação do estado entre 60% e 80%, com 60% sendo a participação do estado mais comum.

O Imposto de Renda sob os OSAs era tido como sendo de 34%. Porém, a Lei de Imposto de Renda de 2001 diz que o imposto de renda devido sobre atividades de E&P de petróleo é de 50%. Pensava-se que os OSAs estavam isentos desta nova alíquota, mas a Lei Contendo Modificações Parciais ao Imposto de Renda, de 25 de setembro de 2006, claramente confirma a aplicabilidade desta alíquota às atividades petrolíferas. Desta forma, a aplicabilidade do imposto de renda passou a ser retroativa à data da Lei de 2001, o que gerou cobranças calculadas pelo SENIAT (Serviço Nacional Integrado de Alfândega e Impostos), que pesaram sobre as empresas estrangeiras operando na Venezuela com OSAs. Cobranças retroativas foram feitas a diversas empresas, como *China National Petroleum Corporation (CNPC)*, *Statoil*, *Harvest Natural Resources*, *BP*, *ChevronTexaco*, *Total*, *Repsol*, *Perenco*, *Teikoku* e *Compania General de Combustibles (CGC)*. Os valores destas cobranças têm sido desde alguns milhões de dólares a mais de 50 milhões de dólares. A SENIAT ainda alega que as empresas estrangeiras devem mais de US\$2 bilhões de impostos destas cobranças retroativas, referentes aos últimos 10 anos de operações.

O Imposto Retido sobre Dividendos, sob o *Decreto de Reforma do Imposto de Renda*, de 22 de outubro de 1999, estabelece que, a partir de 1 de janeiro de 2001, os dividendos pagos por companhias venezuelanas e os lucros remetidos por empresas estrangeiras para seus países sede estão sujeitos a um imposto sobre o montante do excedente da receita antes de impostos em relação à receita líquida tributável. A receita antes de impostos significa a receita financeira antes da conciliação dos impostos (consideração de deduções), enquanto a receita líquida tributável é a receita sujeita a

impostos, após a conciliação dos impostos (considerando as deduções). As empresas que reinvestem a diferença entre a receita líquida e a receita tributável, e mantêm essa diferença na Venezuela por um período de cinco anos, estão isentas desse pagamento. O imposto depende do tipo de atividade econômica. A alíquota para as empresas que operam sob a *Lei de HC de 2006* é 50%.

A Taxa de Extração envolve o pagamento da diferença entre um terço do valor de todos os Hidrocarbonetos líquidos extraídos (conforme a valoração para efeitos de *royalty*) e o valor dos *royalties* pagos, incluindo o pagamento da vantagem especial de *royalty* extra. O valor é pago mensalmente ao estado. O estado pode reduzir o imposto de extração a um valor de até 20% durante um determinado período de tempo, para estimular projetos especiais de investimento (como, por exemplo, recuperação secundária). Também pode reverter a alíquota ao valor original assim que julgar que a redução não mais se justifica. Este imposto, efetivamente, garante que a alíquota de *royalty* permaneça em 33,33%.

Conforme a *Lei de HC de 2006*, as Vantagens Especiais para o estado são na forma de um *royalty* adicional de 3.33% e um valor igual à diferença entre 50% do valor de todos os hidrocarbonetos obtidos da área de contrato e a soma de todos os pagamentos ao estado.

Os Projetos de Desenvolvidos Nacionais envolvem o desenvolvimento de planos para melhorar as condições sociais de comunidades de baixa renda.

Há os outros impostos menores, a saber, são:

- impostos de importação;
- imposto sobre valor agregado; e
- taxas municipais.

Os Impostos de Importação são geralmente aplicados sobre o valor das importações, conforme o Decreto 985 de 1996. Mas, algumas vezes, os impostos de importação são calculados sobre uma base mista ou específica. Há quatro níveis de impostos de importação: 5%, 10%, 15% e 20%. Veículos são um caso excepcional, com alíquotas de até 36%. Há tratamento preferencial para produtos importados de países com acordos comerciais com a Venezuela, como por exemplo Colômbia, Equador e Bolívia, com isenção total. Uma taxa de 1% de serviços aduaneiros também é cobrada sobre o valor dos bens importados.

O Imposto sobre Valor Agregado (IVA) é cobrado a uma alíquota de 14%, conforme a emenda de 26 de abril de 2006 à Lei do IVA, o IVA será de 0% sobre a venda de óleo cru e gás associado por *joint ventures* à PDVSA. Em 1996, uma lei autorizou o Presidente a conceder isenção parcial ou total a companhias produtoras, de impostos de importação sobre bens utilizados na fase de pré-produção, por um período inferior a cinco anos, mas esta isenção não se aplica a empresas de petróleo que prestam serviços.

As Taxas Municipais são calculadas sobre as receitas brutas, e variam de acordo com o município e o tipo de atividade. As alíquotas variam desde 0.5% a 10%, mas os impostos municipais são dedutíveis para efeitos de imposto de renda.

Quanto ao direito de exportação a *Lei de HC de 2006* não se pronuncia a respeito. A lei reserva exclusivamente às estatais a comercialização dos HC. Isto pode representar um problema para as empresas participantes de um *joint venture*, autorizadas a atuar na exploração e produção de petróleo, pois apesar de estarem autorizadas a explorar, explorar, recolher e armazenar HC, elas não estão autorizadas a comercializá-los, e devem, conforme o contrato-modelo de 2006, vender toda sua produção não consumida à PDVSA.

No capítulo das discussões das comparações é apresentada uma tabela comparativa dos regimes fiscais do Brasil, Venezuela e Angola (TABELA 9, página 121).