

4 MODELAGEM DA INCERTEZA GEOLÓGICA E RISCO EXPLORATÓRIO UTILIZANDO O MÉTODO DO CICLO COMPLETO

A análise da distribuição de probabilidade dos recursos a serem descobertos subsidia a tomada de decisão para a escolha das áreas de maior interesse para exploração. O desafio para os exploracionistas é estabelecer, o mais cedo possível, e dentro dos limites orçamentários, uma base para decidir se a exploração de uma determinada província geológica é viável economicamente, ou propor uma mudança de foco para outra região.

A gerência de uma organização procura incorporar a avaliação do risco exploratório ao processo de gestão, onde as decisões são sistematicamente monitoradas. A corporação deve optar por uma metodologia que colete os dados de avaliação dos geólogos e, automaticamente, quantifique os riscos e os recursos a serem descobertos em sua campanha exploratória. É fundamental assegurar que este modelo não se torne um fim em si mesmo, mas um meio de dirigir o processo decisório, e que as avaliações dos exploracionistas sejam razoavelmente transparentes para o acompanhamento da gerência.

A estratégia de produção é decidida após a confirmação de quantidades econômicas de reservas encontradas. Contudo, na fase de análise de risco, algumas alternativas de cenários de desenvolvimento do campo devem ser levantadas para o estudo do valor econômico da opção. A predição de produção do reservatório é resultado da simulação numérica de modelos geológicos e de fluxo que traduzem as incertezas, e que também consideram as alternativas tecnológicas aplicadas na recuperação (FIGURA 22).

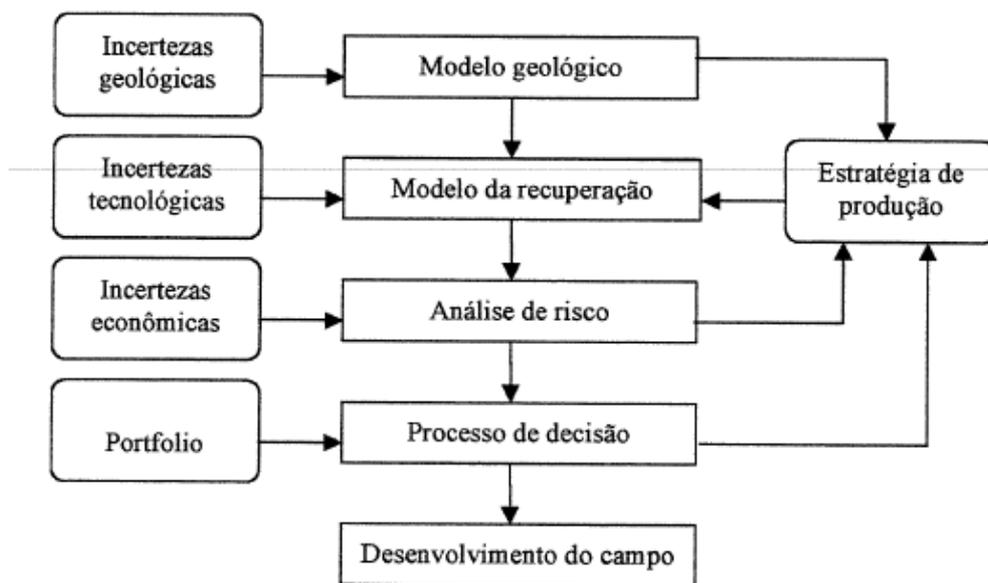


Figura 22 - Processo de decisão no desenvolvimento de um reservatório sob incertezas
 Fonte: SCHIOZER *et al.*, 2004

As incertezas geológicas se relacionam a fatores de risco que podem ser estimados, como a existência de rocha geradora do hidrocarboneto (fonte), uma relação espacial e temporal adequada (sincronismo), um caminho de migração, uma rocha reservatório presente, a ocorrência de uma trapa estrutural ou estratigráfico, uma qualidade do reservatório quanto à porosidade e permeabilidade e, por fim, a acumulação.

A modelagem do sistema deposicional, os dados geofísicos e os dados geoquímicos permitem estimar, com maior ou menor precisão, os fatores de riscos que condicionam a presença do hidrocarboneto, calculando-se a probabilidade de um *play*, um prospecto, um grupo de reservatórios e, até mesmo, um segmento, refletindo as incertezas geológicas.

Freqüentemente, encontram-se situações que envolvem múltiplas zonas de prospecção com comunicação entre blocos, correlação de propriedades dos reservatórios e risco compartilhado. Nesses casos, o sistema de modelagem deve suportar os requisitos de complexidade requeridos. Os objetivos a serem atingidos numa aplicação eficaz e com qualidade assegurada, demandam um modelo estocástico avançado, com resultados compreensíveis (STABELL, 2003).

As incertezas tecnológicas estão ligadas ao conhecimento detido pela organização, especialização em determinados aspectos de exploração e produção. Esta característica estabelece uma vantagem comparativa para designar um operador de um bloco. No caso de águas profundas, duas ou três empresas, além da Petrobras, detêm reconhecido *know how*, e quanto ao fator de recuperação, a Statoil se sobressai atingindo 50% em alguns campos do Mar do Norte. O corpo técnico da organização é fundamental para adquirir e utilizar adequadamente as ferramentas oferecidas pelas mais variadas empresas de serviços, que apresentam uma gama bastante ampla de inovações, destacando-se a tecnologia da informação, a modelagem 3D, a simulação de dados e a interatividade como as de maior contribuição para a antecipação de decisões. O desenvolvimento de campo apresenta um ambiente bastante dinâmico para a engenharia de produção, haja vista a evolução das soluções de tipos de plataforma para antecipação da produção, as várias técnicas de armazenamentos e as diferentes técnicas de recuperação.

Os riscos econômicos dizem respeito ao comportamento do preço internacional do petróleo, aspecto esse altamente incerto devido a sua grande volatilidade, aos custos operacionais, ao regime fiscal e ao fluxo de caixa descontado. Também existem riscos financeiros quando o capital necessário para os investimentos, na fase exploratória, supera a capacidade de financiamento da empresa, ou a alavancagem necessária fica acima do limite aconselhável.

4.1 POR QUE UM SISTEMA INTEGRADO DE MODELAGEM DO PROCESSO EXPLORATÓRIO

A família do *software* GeoX 5.6.0 da empresa norueguesa Geoknowledge Inc. proporciona um processo de decisão flexível e integrado, para análises prospectivas e econômicas das oportunidades exploratórias de hidrocarbonetos. A modelagem de todo o ciclo de decisões suporta as influências das incertezas geológicas e dos riscos econômicos, as mudanças no preço do petróleo e a alteração nas regras e tributos governamentais. O sistema, além de calcular a distribuição de probabilidade dos recursos a serem descobertos, transforma estes dados de quantidades de recursos exploráveis em valores monetários, o que permite a análise de portfólio dos projetos concorrentes pela gerência. Para cada projeto de exploração, o sistema calcula o valor presente líquido, a taxa interna de retorno e o valor monetário esperado.

O projeto de exploração de hidrocarbonetos se caracteriza por um longo horizonte de tempo para atingir o seu retorno financeiro (*payback*) e, como as fronteiras exploratórias estão em lugares cada vez mais distantes, onde o arcabouço legal é muito instável. Os riscos de mudança no regime fiscal, ambiente jurídico e econômico, são fatores de atenção das companhias de petróleo, uma vez que nem sempre o poder local pode ser controlado por interesses externos. Também, sobre outra ótica, a atração de investimentos externos com tecnologia e capital para transformar as oportunidades em realidade deve ser incentivada pelas comunidades locais na busca de seu desenvolvimento.

O processo de decisão procura maximizar o retorno do capital investido, minimizando os riscos. A tecnologia de processamento de dados geológicos, geofísicos, geoquímicos e geoeconômicos suporta sua transformação em variáveis mensuráveis e quantificáveis. A simulação de vários cenários ajuda no estudo de sensibilidades das alternativas do plano de exploração de uma área. Portanto, um sistema de banco de dados atualizado, das mais variadas

disciplinas, acaba por se transformar em um poderoso protocolo de comunicação para o grupo de especialistas que trabalham com o foco no projeto exploratório (FIGURA 23).

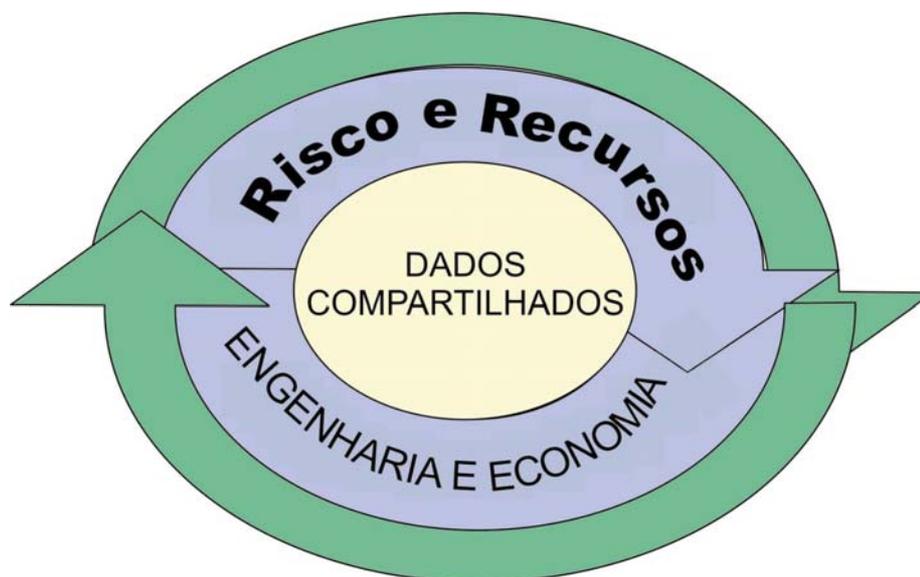


Figura 23 - Modelo de análise integrado e interativo orientado para decisão
Fonte: GEOKNOWLEDGE, 2003

A modelagem utilizada no *software* GeoX, para avaliações exploratórias, procura atender aos objetivos de uma representação fiel e completa dos aspectos relevantes a serem considerados. Em cenários menos favoráveis, deve-se evitar superestimar custos ou subestimar receitas, e vice versa; ou seja, nos cenários mais favoráveis, deve-se evitar superestimar receitas e subestimar custos. O objetivo é que a abordagem seja rica sem ser excessivamente complexa. Estimativas de reservas baseadas em valores médios, calculados para diversas áreas e ponderados conforme avaliações de risco para essas áreas, tendem a ser relativamente pouco sensíveis ao grau de detalhamento do modelo. Os valores dessas reservas, no entanto, são geralmente bastante sensíveis em relação aos diferentes cenários considerados e suas probabilidades de ocorrência (STABELL, 2004).

Na abordagem do GeoX, o foco no óleo iminente a descobrir, concomitante à análise do ciclo completo do desenvolvimento do poço, o torna uma ferramenta de grande utilidade na decisão de manter uma campanha exploratória e determinar a estratégia mais adequada.

Para exemplificar, será apresentado um caso hipotético de modelagem robusta e rica, para gerar resultados precisos e não tendenciosos, em termos de valor econômico do ciclo completo do empreendimento exploratório. O estudo envolve a exploração de uma área pela locação do prospecto Gamma, com um anticlinal falhado e duas camadas de reservatórios (FIGURA 24).

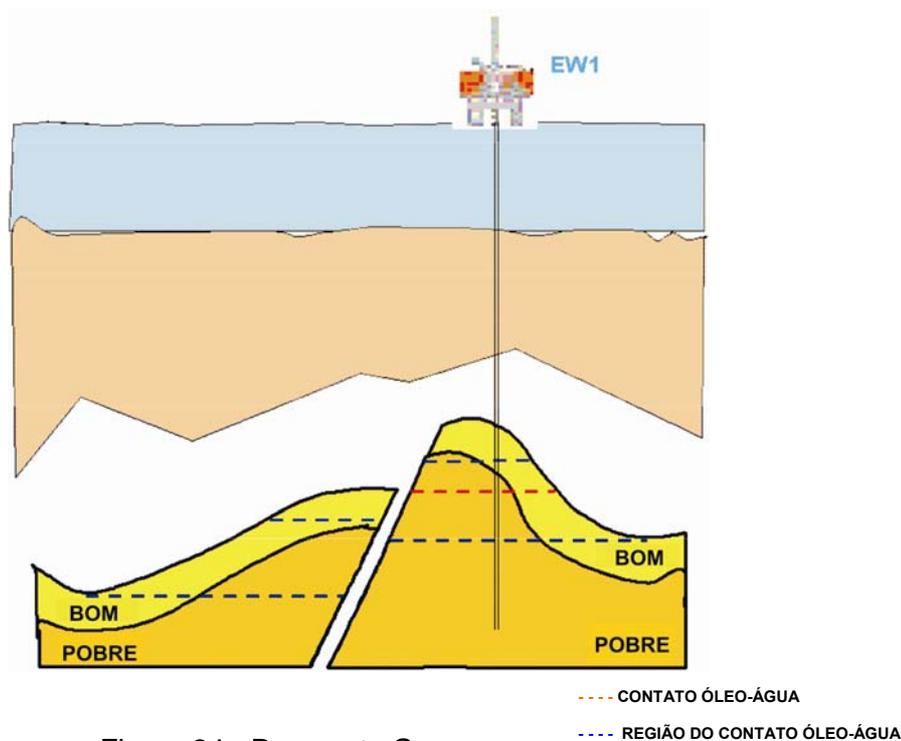


Figura 24 - Prospecto Gamma
Fonte: STABELL, 2003, 2004

O reservatório superior (BOM) tem ótimas propriedades enquanto o inferior (POBRE) tem propriedades muito menos favoráveis. A presença do reservatório BOM e a qualidade do reservatório POBRE são os principais itens sujeitos à incerteza, enquanto as incertezas associadas à presença de trapa e selo são consideradas pequenas. Existe a chance da falha não ser selante.

Assim, o reservatório BOM, no bloco baixo, seria a fonte de Gamma. Os reservatórios, no bloco alto, são provavelmente abastecidos pelos reservatórios do bloco baixo, com uma pequena chance de que estes sejam abastecidos independentemente. A carga dos reservatórios do bloco baixo tem elevado grau de certeza.

Caso a falha seja selante, os reservatórios no bloco alto têm alta probabilidade de não conterem hidrocarbonetos, e os reservatórios do bloco baixo têm um contato óleo-água no ponto de extravasamento. Se a falha não for selante, os reservatórios do bloco alto são abastecidos pelos reservatórios do bloco baixo e todos os reservatórios partilham o mesmo contato óleo-água, definido pelo ponto de extravasamento dos reservatórios do bloco alto.

O plano inicial seria perfurar um poço exploratório (EW1) nos reservatórios do bloco alto. Os próximos passos dependem dos resultados de EW1. Se ambos os reservatórios produzirem, então o plano será um sistema inicial (*standalone*) para produzir do reservatório BOM. Mais adiante haverá outro plano de desenvolvimento adicional para produzir do reservatório POBRE.

Numa análise detalhada, são considerados explicitamente os cenários de sub-superfície descritos e os de exploração, avaliação e desenvolvimento. O prospecto Gamma é modelado como composto por quatro segmentos, e há necessidade de se considerar as dependências na análise de risco, volume, relação de superposição, conexão de transporte e incerteza de contatos.

A modelagem de risco proposta é consistente com o cruzamento do prospecto com o *play*. Há que se distinguir entre os fatores de risco que são comuns para todos os prospectos no *play* – probabilidade marginal – e aqueles que podem variar para cada prospecto específico – probabilidade condicional – . Na figura 25, apresenta-se o modelo de risco de forma esquemática, separando-se os fatores de risco regionais, definidos em nível de *play*, e os locais, definidos em nível de prospecto.

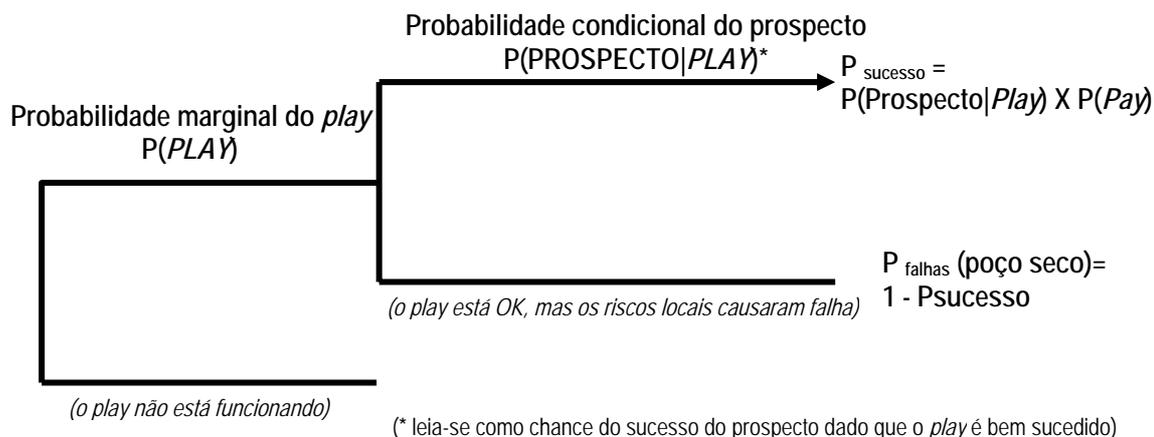


Figura 25 - Modelo de risco Prospecto versus Play
Fonte: CALUYONG, 2006a

O modelo apresenta quatro fatores com probabilidade marginal, por serem comuns a todos os prospectos no *play*: fonte de hidrocarbonetos; migração; sincronismo; e a presença do reservatório. Consideram-se três fatores de risco condicional: trapeamento adequado; qualidade do reservatório; e acumulação de hidrocarboneto. Como exemplo, para um *play* com, pelo menos, uma acumulação de hidrocarboneto, portanto um *play* provado, todos os fatores comuns de risco, probabilidade marginal, devem ser igual a 1 (100%). Quanto aos riscos locais, ocorrência de trapa, porosidade efetiva e acumulação de hidrocarbonetos, podem ser estimados em 0.5 (50%), 0.9 (90%) e 0.9 (90%), indicando que o trapeamento é o fator de maior incerteza (FIGURA 26).

Entrada		Fator de risco	Marg	Cond
Descrição		Fonte de Hidrocarboneto [%]	100,0	
Configuração		Sincronismo [%]	100,0	
Volume		Migração [%]	100,0	
Reservatório		Potencial das fácies reservatórios [%]	100,0	
Risco		Ocorrência de trapa [%]		50,0
Correlação		Porosidade efetiva [%]		90,0
Resultado		Acumulação de hidrocarboneto [%]		90,0
Recursos no local		Probabilidade de <i>play</i> marginal [%]	100,0	
Recursos recuperados		Probabilidade de prospecto condicional [%]		40,5
Fatores de produção		Probabilidade incondicional [%]		40,5
Diagrama de recuperação		Risco de buraco seco [%]		59,5
Diagrama de Variância				

Recursos no local
Recursos recuperados
Fatores de produção
Diagrama de recuperação
Diagrama de Variância

Figura 26 - Tela de entrada dos fatores de riscos (traduzida)
Fonte: GeoX versão 5.6.0

No caso do prospecto Gamma, os valores utilizados estão apresentados na tabela 5.

Tabela 4 - Valores dos fatores de risco do prospecto Gamma

	Baixo Pobre	Alto Pobre	Baixo Bom	Alto Bom
Fonte	1,00	0,60	1,00	0,60
Sincronismo	1,00	1,00	1,00	1,00
Migração	1,00	1,00	1,00	1,00
Presença	1,00	1,00	0,70	0,70
Trapeamento	1,00	1,00	0,80	0,80
Qualidade	0,90	0,90	1,00	1,00
Acumulação	1,00	1,00	0,90	0,90
Probabilidade Independente	0,90	0,54	0,50	0,30

Fonte: Elaboração própria

O prospecto Gamma contém dois segmentos em dois reservatórios diferentes, num total de quatro segmentos. O prospecto apresenta um grupo de risco dependente através dos reservatórios. O reservatório é modelado como

um grupo de dependência de risco. O segmento é modelado de forma similar ao de um prospecto simples (FIGURA 27).

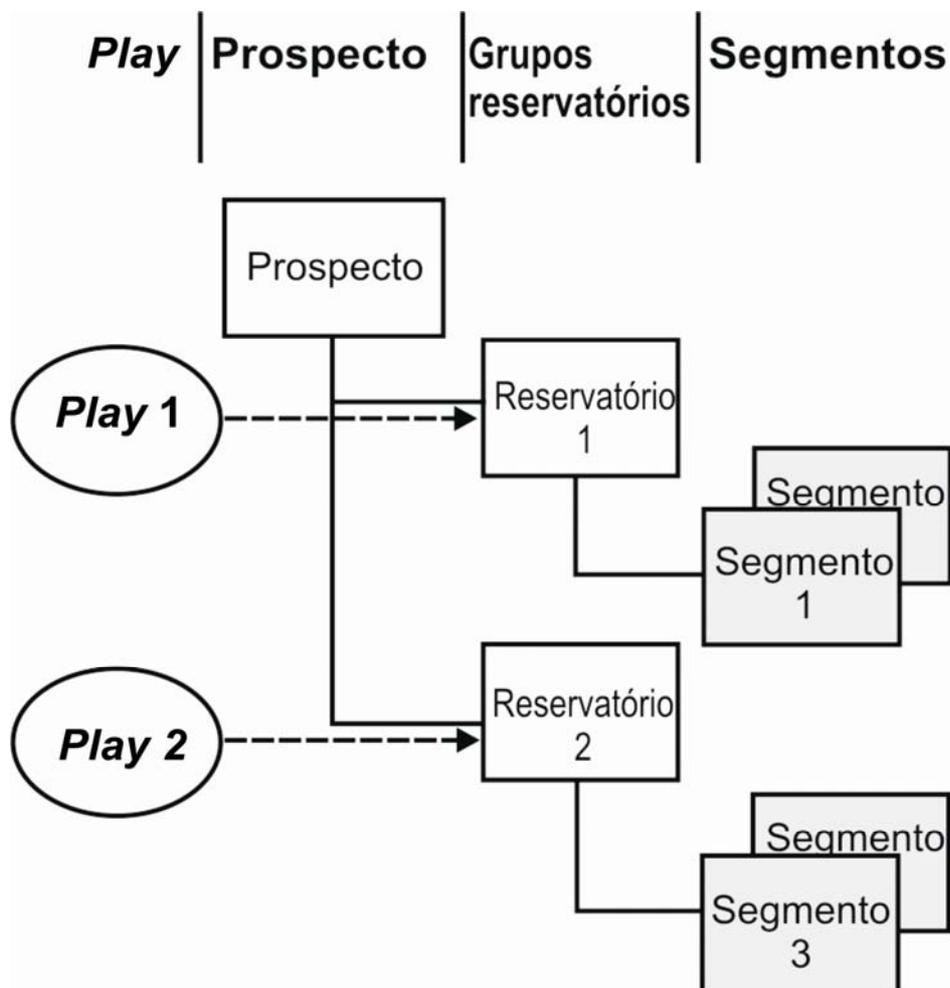


Figura 27 - Entidades geológicas e grupo de dependência de risco
Fonte: GEOKNOWLEDGE, 2003

Calculando-se as probabilidades dependentes dos segmentos para o prospecto Gamma, obtém-se o resultado da tabela 5.

Tabela 5 - Cálculo do valor de probabilidade dependente de cada segmento

Segmento	Risco Comum	Probabilidade Comum	Probabilidade Independente	Probabilidade Dependente
Baixo Pobre			0,90	0,45
Baixo Bom	0,50	(1-0,50) = 0,50	0,50	0,25
Alto Pobre			0,54	0,27
Alto Bom			0,30	0,15

Fonte: Elaboração própria

Considerando-se que o segmento é, de alguma maneira, definido por um horizonte estratigráfico, dois ou mais segmentos numa bacia são, em princípio, independentes entre si. Contudo, as chances de um segmento estão baseadas nas chances individuais dos fatores geológicos, e alguns desses fatores são comuns aos segmentos. Assim, ao se estimar a chance conjunta dos segmentos, faz-se necessário retirar-se do cálculo as chances do conjunto, a duplicidade do fator comum a eles.

Os resultados da avaliação de Gamma são apresentados em um quadro de probabilidade conjunta para os segmentos associados (QUADRO 3).

Pobre Inferior [46,6%]	Bom Inferior [25,7%]	Pobre Superior [27,3%]	Bom Superior [15,4%]	Probabilidade [%]	Média dos Recursos [MBOE]
				18,1 %	205,9
				12,4 %	178,8
				9,2 %	443,4
				6,9 %	395,3
				6,3 %	337,5
				3,3 %	301,9
				43,9 %	0

 ocorrência

Quadro 3 - Probabilidade conjunta dos segmentos
Fonte: STABELL, 2004

O quadro mostra as probabilidades das diferentes combinações de segmentos e suas respectivas quantidades de reservas recuperáveis. O resultado mais provável - que o reservatório POBRE, nos dois blocos, seja produtor - tem 18,1% de chance. O sucesso conjunto nos quatro segmentos tem chance de apenas 9,2%, mas as reservas recuperáveis atingem 443,4 MBOE. O sucesso apenas do reservatório POBRE inferior (12,4%) ou do BOM inferior (3,3%), ou ambos (6,9%), representa o cenário onde a falha é selante e os reservatórios superiores não têm outra fonte independente de hidrocarboneto.

Para definição dos cenários mais relevantes é necessário modelar a seqüência das atividades de exploração e avaliação, construindo alternativas possíveis de ação. Para a tomada de decisão em projetos de investimentos sob incerteza é necessário atribuir-se valores aos possíveis resultados para cada curso de ação. O conceito do valor monetário esperado (VME) possibilita agregar três variáveis importantes na tomada de decisão: ganhos monetários; perdas monetárias; e probabilidade de sucesso e fracasso. Assim, gera-se um único índice econômico de decisão, bem como calcula-se a exposição máxima para o pior cenário.

O valor esperado de uma decisão é um método que combina as estimativas de probabilidades (prob) multiplicadas pelo valor quantitativo de cada alternativa (BEDREGAL & DIAS, 2001). Portanto, o cálculo do valor esperado monetário é dado pelo somatório do produto da probabilidade vezes o valor presente líquido (VPL) de cada alternativa, como mostra a equação:

$$\text{VME} = \sum \text{prob}_i \times \text{VPL}_i, \text{ tal que } \sum \text{prob}_i = 1, \text{ para } i = 1, \dots, n.$$

O conjunto de cenários considerado como alternativas de decisão são: a presença de hidrocarbonetos em algum reservatório; a presença do reservatório BOM; a qualidade do reservatório POBRE. As alternativas de produção serão: A-A → desenvolvimento do reservatório BOM pelo sistema primário (*standalone*) e, depois, o desenvolvimento do reservatório POBRE por um sistema incremental; A-B → apenas o desenvolvimento do reservatório

BOM pelo sistema primário (*standalone*); e A → apenas o desenvolvimento do reservatório POBRE pelo sistema primário (*standalone*). A árvore de decisão apresenta as atividades de exploração e avaliação e seus resultados (FIGURA 28):

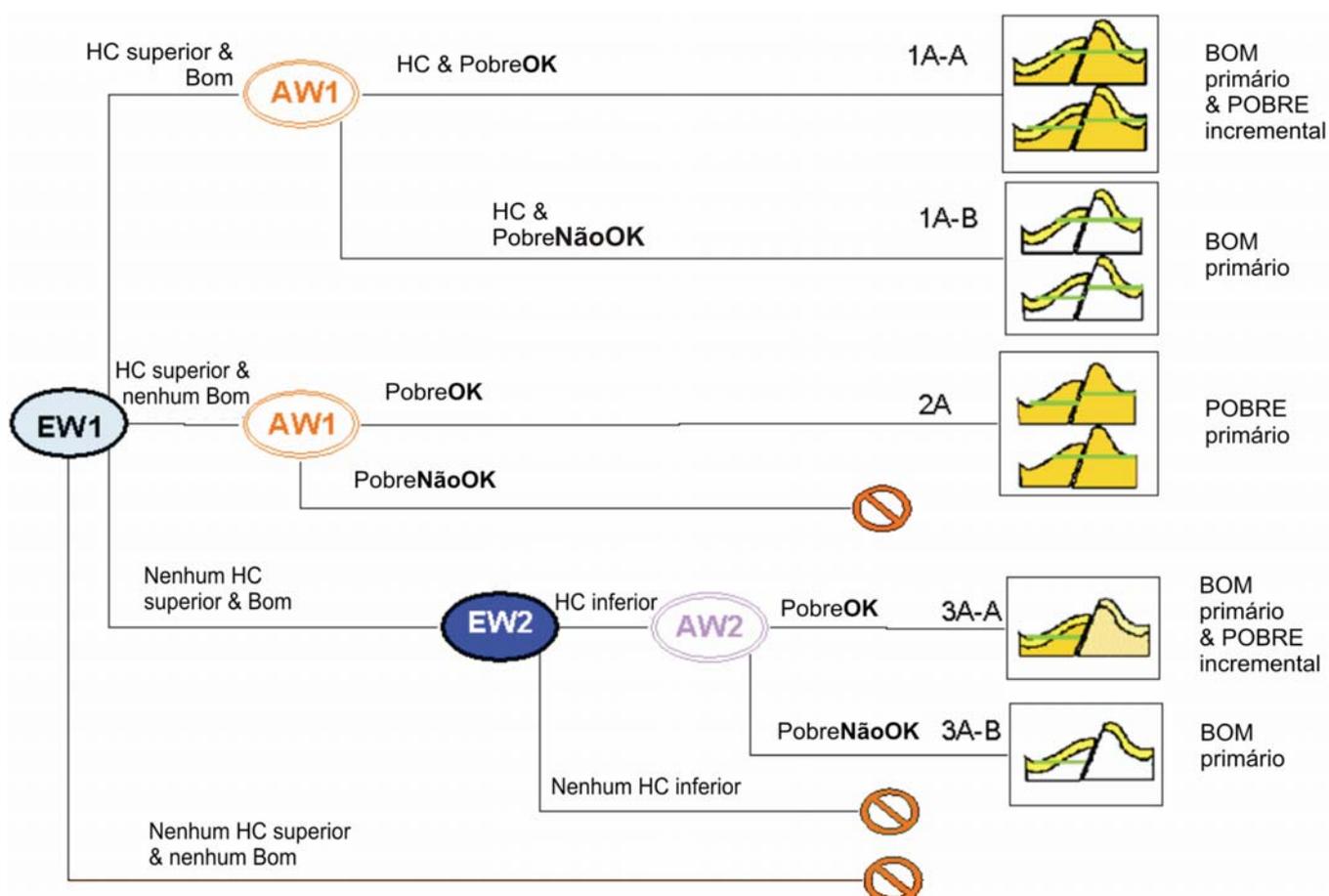


Figura 28 - Cenários de exploração e avaliação do Prospecto Gamma
Fonte: STABELL, 2004

A árvore indica que o segundo poço (EW2) não será perfurado quando o pioneiro não encontrar hidrocarboneto e, ao mesmo tempo, conclui que não existe o reservatório BOM. Quando ambos, BOM e POBRE, produzem a estratégia definida é que haverá o desenvolvimento e produção inicial do BOM. A produção do POBRE se iniciará quando a produção do BOM alcançar um

platô. A análise leva em conta a diferença de desempenho dos poços para os dois reservatórios.

Os resultados da modelagem do GeoX podem ser sumarizados na tabela a seguir, com a combinação dos cenários de subsuperfície, estratégia de exploração e desenvolvimento (TABELA 6).

Tabela 6 - Resultado do VME do Prospecto Gamma

VME (M\$)	Cenário	SUBSUPERFÍCIE	Prob	VPL (M\$)	Resultado do Cenário	Desenvolvimento	Prob	VPL (M\$)
	1A-A	Todos os Segmentos	9,18 %	141,67	Comercial	Primário + Incremental	4,05 %	390,4
					Não-Comercial		5,13 %	-54,3
	1A-B	Todos Bons	6,25 %	226,55	Comercial	Primário	3,01 %	529,0
					Não-Comercial		3,24 %	-54,3
	2A	Todos Pobres	18,07 %	63,60	Comercial	Primário	5,06 %	366,0
30,67					Não-Comercial		13,01 %	-54,1
	3A-A	Todos os Declives	6,92 %	105,30	Comercial	Primário + Incremental	3,03 %	322,6
					Não-Comercial		3,89 %	-64,2
	3A-B	Bons Declives	3,30 %	117,02	Comercial	Primário	1,49 %	336,4
					Não-Comercial		1,81 %	-64,2
	SECO		56,28 %	-34			56,28 %	-34,0

Fonte: STABELL, 2004

A análise mais detalhada oferece um resultado com chance de sucesso de 17% (somatório dos cenários comerciais), o que significa considerar a possibilidade de um resultado não comercial do reservatório POBRE. O valor monetário esperado de 30.67M\$ pode não ser atrativo, dependendo de outros empreendimentos em análise, visto que sua exposição máxima é de 64.2 M\$. O caso Gamma ilustra o benefício de uma abordagem integrada, dos modelos de subsuperfícies e de análise de ciclo completo, que necessitam de um detalhamento suficiente para poder indicar as diferentes decisões, em diferentes estágios. Uma modelagem explícita e completa, incorporando os blocos construtivos necessários, pode promover uma comunicação eficaz entre as diversas disciplinas e melhorar o processo decisório.

O Geox é composto de módulos que são utilizados numa seqüência lógica, para entrada de dados e sucessiva simulação de parâmetros para o

ajuste de cada cenário que se deseja modelar. O caso ilustrado da alocação do prospecto Gamma utilizou o fluxograma descritos na figura 29.

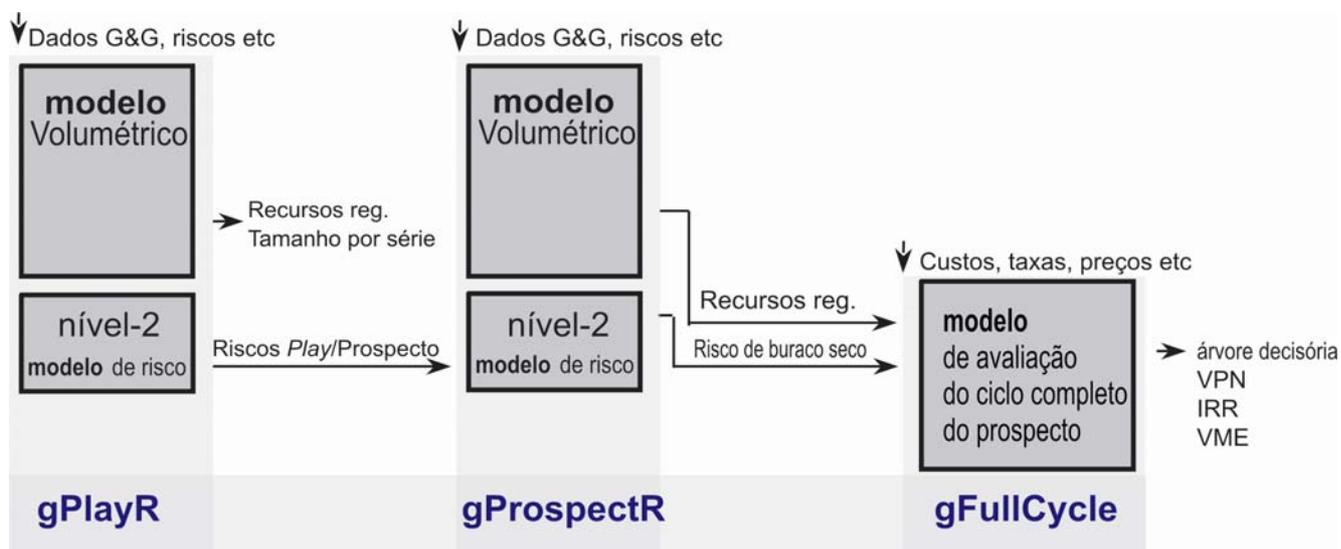


Figura 29 - Fluxograma dos módulos do GeoX usados pelo exemplo do Prospecto Gamma
Fonte: GEOKNOWLEDGE, 2003

4.2 MODELAGEM DE PLAY

A modelagem de *play* é usada para avaliar o potencial de reservas de hidrocarbonetos a serem descobertas em uma área de interesse. Para estimar a chance de sucesso de um *play* exploratório, vários fatores como geração, migração, trapa e selo são utilizados (WHITE, 1988). Contudo, limitações de dados e conhecimento da bacia requerem diferentes abordagens para estimar estes fatores (FIGURA 30). Os resultados produzidos pelo modelo, após a entrada dos dados disponíveis, são basicamente a chance de que o *play* exista, além do potencial total de reservas a descobrir. Adicionalmente, um relatório é gerado, contendo o número e o tamanho de campos futuros a serem descobertos, a característica de qualidade do hidrocarboneto, as áreas mais favoráveis e a quantificação do potencial de reservas a serem descobertas,

limitadas a uma área de interesse, obtendo-se, ao final, o valor econômico desta área.

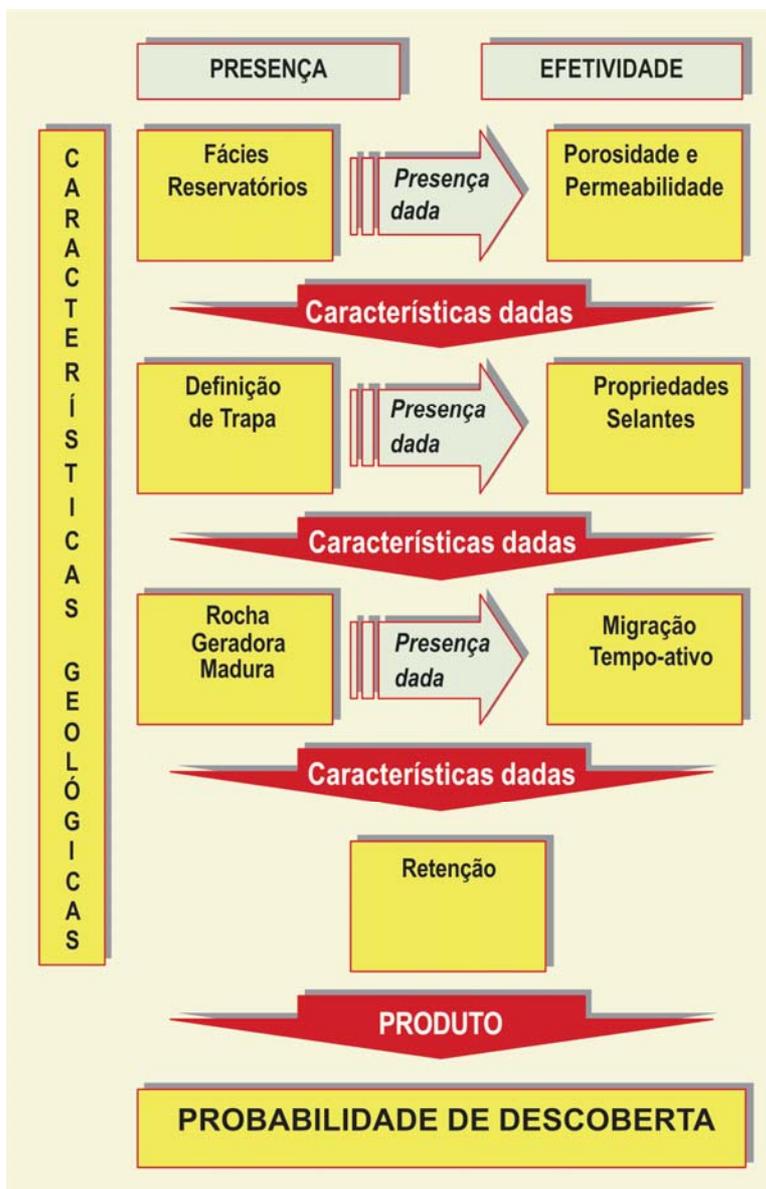


Figura 30 - Fatores de incerteza geológicos.
Fonte: CCOP, 2000

Para cada grau de maturidade da campanha exploratória, uma das três abordagens deve ser usada para estimar-se o potencial total de reservas a descobrir em um *play*: 1) Pouco conhecimento: abordagem areal, baseada na

área do *play* e na estimativa de sua produtividade; 2) Relativo conhecimento: uma abordagem baseada em feições geológicas postuladas e mapeadas, que utilizam uma estimativa de distribuição do número e tamanho dos campos de acumulações; 3) Conhecimento estabelecido: uma abordagem baseada nas descobertas já processadas que utiliza o histórico para extrapolar para o futuro, aplicando os dados obtidos mais recentes com a campanha exploratória.

Os questionamentos básicos que o modelo tentará responder são:

Onde está o *play* potencial?

Qual a probabilidade de que exista esse *play*?

Se esse *play* existir, quantas descobertas de acumulações futuramente serão encontradas?

Qual a distribuição de tamanhos destas futuras descobertas?

Qual a característica do hidrocarboneto destas futuras descobertas?

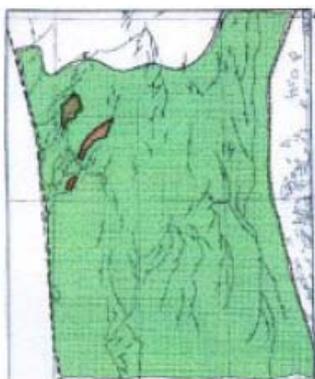
Com estas respostas, o potencial de reserva de hidrocarbonetos a serem descobertos pode ser calculado. A distribuição de probabilidade do potencial a ser descoberto é dada pelo produto da probabilidade do *play* existir, multiplicado pelo número de acumulações, multiplicado pelo tamanho das acumulações. Quando um *play* é comprovado, através de uma ou mais descobertas, sua probabilidade de existência é igual a 1.

A análise de *play fairway* seleciona um conjunto de *plays* (*part-plays*), definido de tal forma que possa capturar as variações geológicas que interferem no cálculo da probabilidade, assim como as variações do tamanho do campo e da qualidade do hidrocarboneto. O *play fairway* é tipicamente uma extensão areal de um reservatório. *Plays*, numa área favorável, são definidos pela junção de mapas com elementos de incertezas regionais. Desta

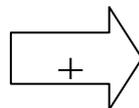
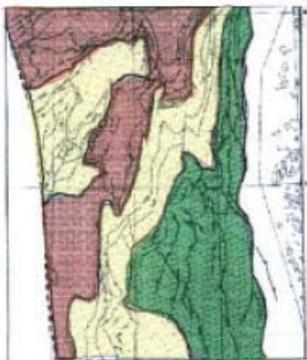
forma, o potencial de reservas a descobrir de um *play fairway* é a soma do potencial de seus *plays*.

A definição de *part-play* é mais bem entendida sobrepondo-se mapas de áreas com elementos de incertezas iguais quanto à presença, aos mapas de áreas com a mesma característica de qualidade do reservatório (FIGURA 31).

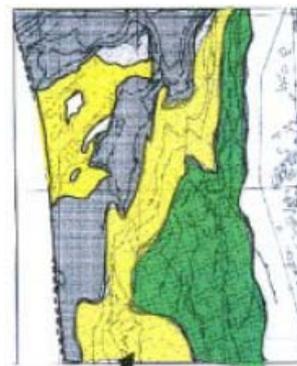
Mapa – Presença de Reservatório



Mapa – Qualidade do Reservatório



Mapa Composto Presença+Qualidade



*Part-Play
Geológico*

Figura 31 - Definição geológica de Part-Play.
Fonte: STABELL, 2005

Esta definição do *part-play* permite uma interpretação convergente com o conceito de unidade de avaliação (AU) estabelecido por Schmoker & Klett (1999), já abordado aqui no capítulo de Sistema Petrolífero, na seção 2.4.

Para quantificar o número de acumulações, o exploracionista precisa estabelecer valores limites de tamanho e economicidade (FIGURA 32). Desta forma, determinam-se as acumulações econômicas e as reservas totais.

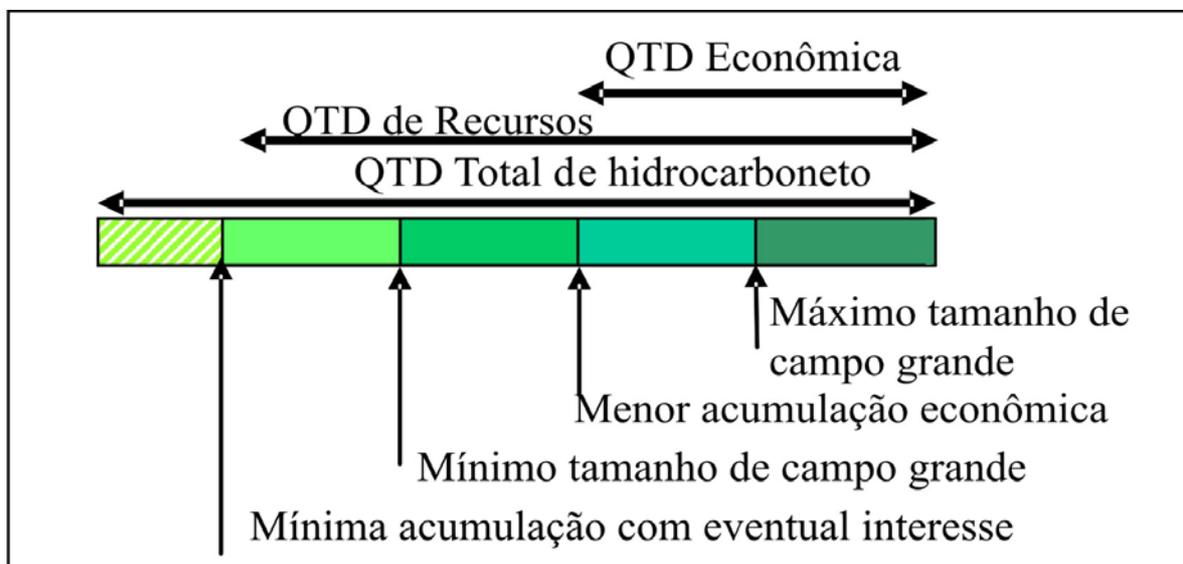


Figura 32 - Quais os tamanhos de acumulações que são contados.
Fonte: STABELL, 2005

O tamanho e o número de acumulações futuras podem ser estimados pela análise dos prospectos conhecidos, na Unidade de Avaliação, extrapolando-se a curva de distribuição previamente estabelecida, como apresentado pela figura 19, na seção 2.4 do capítulo de Sistema Petrolífero. Estes valores também podem ser estimados pelos métodos de densidade do trapa e do campo, que utilizam a contagem de formações e acumulações numa área teste.

A agregação de *play* sobrepostos é comumente usada como forma de avaliar as reservas potenciais de uma área que engloba mais de uma época de sedimentação. Os *plays* sobrepostos podem compartilhar dependências dos fatores de risco (FIGURA 33). Como no caso ilustrativo do Prospecto Gamma, este são os segmentos de um prospecto que pertence ao mesmo *play*:

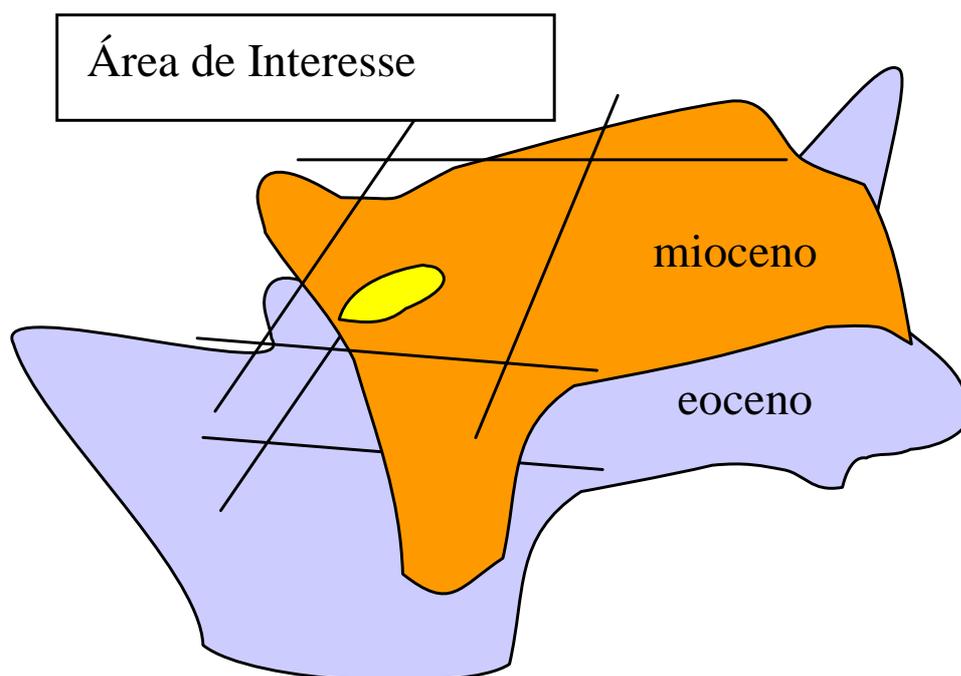


Figura 33 - Plays sobrepostos em Prospectos de multisegmentos.
Fonte: STABELL, 2005

Em síntese, a modelagem suportada pelo GeoX permite incluir o conceito de *part-play* no processo de avaliação, incluir prospectos previamente avaliados, configurar e construir uma análise de *play*, definir os parâmetros do *play* (inclusive valores de acumulações mínimas e máximas), definir a distribuição dos tamanhos dos campos, estimar o volume da área de interesse, além de definir o grau de correlação entre *plays*. Os resultados são apresentados em forma de distribuição de recursos totais a descobrir, por tamanho de acumulações, assim como outros parâmetros, com suas respectivas curvas de probabilidade.

4.3 FATOR DE RECUPERAÇÃO

Os principais parâmetros necessários para modelagem de *play* são os parâmetros volumétricos para estimar a quantidade de recursos a descobrir. Dentre eles, o parâmetro referente ao fator de recuperação apresenta importância crescente (FIGURA 34).

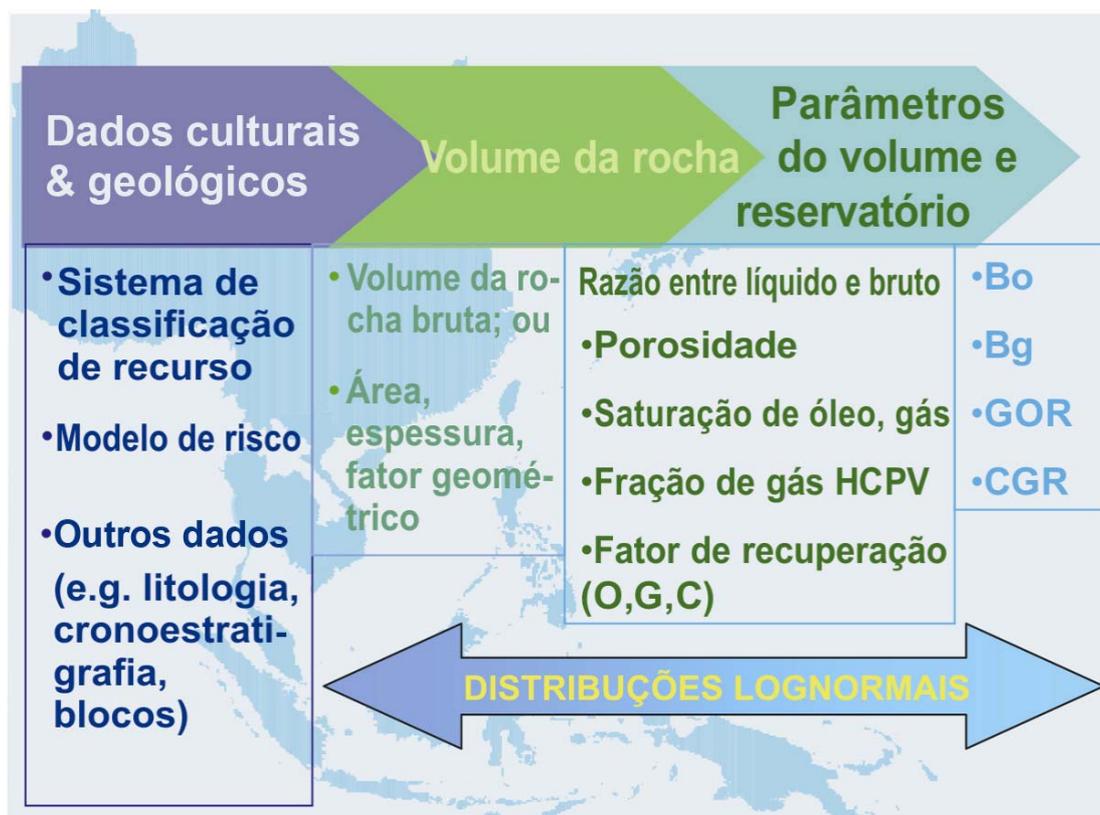


Figura 34 - Dados requeridos pelo GeoX.
Fonte: CALUYONG, s/d

O fato incontestável da finitude das reservas de hidrocarbonetos, e a fronteira de exploração envolvendo significativa elevação dos custos de descoberta, valoriza sobremaneira os recursos já encontrados e não produzidos em todas as acumulações comerciais. Há, portanto, um forte incentivo à busca e aplicação de novas tecnologias para ampliar ou estender a produção de petróleo, através do incremento do fator de recuperação do

petróleo. O uso corrente de diversas técnicas de recuperação avançada tem demonstrado que é possível obter um aumento compensador do fator de recuperação do petróleo, mediante técnicas de efeito mecânico (p. ex. pressão adicional, fraturamento), de efeito físico (p. ex. aquecimento) e de efeito químico (p. ex. injeção de solubilizantes).

Existe uma correlação entre os projetos de recuperação avançada do petróleo (EOR - *enhanced oil recovery*) e o preço do petróleo. Estes projetos incluem as principais formas de EOR praticadas historicamente, como métodos miscíveis (a injeção de gás ou outros produtos solubilizantes), químicos e de recuperação térmica. As aplicações de EOR nos EUA, Canadá, Indonésia e em alguns outros países constituíram a maioria das aplicações no passado, antes da maior difusão destas técnicas no resto do mundo (STOSUR, 1996).

As aplicações têm sido consequência de fatores técnicos fundamentais, os quais facilitaram a adoção de técnicas de EOR de acordo com as condições locais. Nos EUA, por exemplo, os campos de petróleo de Kern County (Califórnia) apresentaram excelentes resultados com a injeção de vapor, devido ao tipo de óleo (pesado) e aos reservatórios encontrados (homogêneos), o que resultou numa ampla disseminação destas técnicas.

No Canadá, os campos de óleo encontrados em reservatórios de carbonatos levou à utilização de métodos térmicos, os quais apresentaram resultados bons e consistentes, fazendo, portanto, com que esses métodos se disseminassem. A ampla disponibilidade de gás carbônico (no Texas) e de gás natural (Alberta, Canadá) também foram fatores preponderantes no surgimento e na disseminação original desses métodos. Da mesma forma, as reservas de areias betuminosas do Canadá se prestam à aplicação de técnicas de combustão *in situ* para a recuperação destas reservas.

Um outro exemplo é a utilização de técnicas como o redirecionamento do fluxo de fluidos injetados (*fluid diversion*) para alcançar melhores níveis de varredura de campos com injeção de fluidos. A partir do domínio desta técnica, sua utilização aumentou bastante, a ponto de ser uma das técnicas mais

utilizadas entre os métodos químicos de EOR. As técnicas de redirecionamento de fluxo continuaram sendo desenvolvidas, especialmente através de métodos de MEOR (*microbial enhanced oil recovery*), e atualmente o MFD (*microbial flow diversion*) é uma técnica relativamente comum entre as aplicações de MEOR. A literatura apresenta fartos exemplos de técnicas microbianas que reduziram o excesso de água produzida sem limitar o fluxo de petróleo, melhorando a economicidade da produção, aumentando o fator de recuperação das reservas e o seu valor econômico (STEPHENS, 2000).

Desta forma, até que os métodos mais avançados de EOR sejam mais bem compreendidos e alcancem resultados mais consistentes, os métodos mais consagrados e confiáveis vêm sendo aplicados, e dominam as aplicações de EOR no mundo. À medida que a maior parte da produção de petróleo de países como os EUA, Indonésia e muitos outros grandes produtores passou a vir de campos maduros, e dada a dificuldade de manter o ritmo de novas descobertas de grande porte, a manutenção da produção tem estado, cada vez mais, dependente da utilização de métodos de EOR. Sua importância na produção de petróleo deve, portanto, aumentar ainda mais no futuro. A aplicação de determinados métodos específicos de EOR é uma determinante crítica do fator de recuperação do petróleo e, conseqüentemente, do valor econômico das reservas existentes.

Os valores para o parâmetro de fator de recuperação, inseridos no módulo de entrada de parâmetros de volume, devem levar em conta as perspectivas de que novas tecnologias possam impactar o nível de recuperação que poderá ser atingido pelo empreendimento. Este parâmetro de entrada afetará diretamente a avaliação do empreendimento, e exige uma seleção cuidadosa das tecnologias que podem vir a ser aplicadas (FIGURA 35).

Entrada	Parâmetros [unidades]	Tipo	Média [Sd]	F90	F50	F1
Descrição	Área de Fechamento [1000 acres]	N/A	N/A [N/A]	N/A	N/A	N/A
Configuração	Espessura [pés]	N/A	N/A [N/A]	N/A	N/A	N/A
Volume	Fator Geométrico [%]	N/A	N/A [N/A]	N/A	N/A	N/A
Reservatório	Volume bruto de rocha [1000 ac	Unif	200,0 [23,1]	168,0	200,0	230,0
Risco	Razão líquido/bruto [%]	Unif	40,0 [2,3]	36,8	40,0	43,2
Correlação	Volume líquido de rocha [1000 a	CalcLn	80,0 [10,3]	67,3	79,3	93,0
Resultado	Porosidade [%]	Triang	12,7 [2,1]	10,0	12,5	15,0
Recursos no local	Preenchimento de trapa [%]	Unif	87,5 [7,2]	77,5	87,5	97,5
Recursos recupe	Saturação de HC [%]	Unif	85,0 [5,8]	77,0	85,0	93,0
Fatores de produ	Gás Fracionado de HCPV [%]	Const	0,00 [0,00]	0,00	0,00	0,00
Diagrama de recu	Taxa de recuperação de óleo [%]	Unif	35,0 [1,7]	32,6	35,0	37,4
Diagrama de Vari	Taxa de recuperação de gás [%]	Unif	65,0 [8,7]	53,0	65,0	77,0

Recursos no local
 Recursos recuperados
 Fatores de produção
 Diagrama de recuperação
 Diagrama de Variância

Figura 35 - Parâmetros de entrada de volume e suas distribuições (traduzido)
 Fonte: Tela do GeoX 5.6.0

O valor deste parâmetro não varia temporalmente, mas cabe ao formulador da modelagem levar em consideração técnicas avançadas de recuperação de petróleo EOR (*enhanced oil recovery*) no projeto de desenvolvimento, por exemplo injeção de CO₂ não se justifica em poços *offshore*. Na construção de cenários, deve-se estudar as melhores tecnologias para incrementar a recuperação. Atualmente, as técnicas de MEOR (*microbial enhanced oil recovery*) também representam opções viáveis para aumentar o fator de recuperação do petróleo, especialmente sob as condições em que esta tecnologia é geralmente aplicada, como em reservatórios de baixa permeabilidade, óleo de alta viscosidade, além de outras situações que tendem a limitar a produção. Os efeitos e o funcionamento dos métodos que envolvem o uso de tecnologias e produtos biológicos têm sido mais amplamente entendidos, difundidos e aplicados, e muitos casos de sucesso têm sido relatados.

Um aumento do fator de recuperação de apenas 1% a 5% em uma bacia, representa um ganho semelhante à descoberta de novas jazidas importantes, sem

os riscos inerentes às áreas de fronteira. Em alguns casos, ganhos ainda mais significativos foram obtidos com técnicas de MEOR. Neste contexto, MEOR é um fator estratégico, que pode representar a diferença entre a viabilidade ou inviabilidade econômica de um empreendimento (JONES *et al.*, 2006).

4.4 ANÁLISE DE CICLO COMPLETO

A modelagem probabilística para estimar reservas e realizar a análise de riscos econômicos na avaliação de campanhas exploratórias, denominada *full cycle integrated prospect evaluation (IPE) system*, foi desenvolvida a partir de abordagens anteriores que estabeleceram as bases para este sistema integrado. O objetivo foi integrar a avaliação de reservas, os projetos de engenharia e os riscos econômicos com as estimativas da distribuição das probabilidades associadas a estes elementos individuais (SNOW, 1996).

O método reconhece que os principais parâmetros envolvidos na avaliação de prospectos exploratórios podem ser descritos como sendo distribuições de probabilidades, e não apenas valores individuais considerados mais prováveis, como em abordagens anteriores (CRONQUIST, 1991).

O método IPE incorpora uma abordagem baseada na análise de uma árvore de decisão, como descrita por Newendorp (1975), para cada prospecto. Para se determinar um valor econômico para um prospecto, as ramificações da árvore de decisão são ponderadas de duas formas, em diferentes etapas. A primeira gera estimativas das probabilidades de encontrar hidrocarbonetos (geradas com base em dados geológicos e históricos) e a segunda, gera uma distribuição de probabilidades de tamanhos de reservas, derivadas das simulações Monte Carlo aplicadas às distribuições probabilísticas dos valores dos parâmetros geológicos, de engenharia e econômicos (NEWENDORP, 1975; WHITE & GEHMAN, 1979). Finalmente, é gerada uma curva com a distribuição esperada para o valor presente líquido (VPL) do prospecto.

Dessa forma, os valores econômicos gerados (a curva de distribuição de VPL) levam em conta os diversos parâmetros do prospecto e suas distribuições probabilísticas, através de seu ciclo de vida inteiro. Para assegurar que o sistema apresente a possibilidade de ajuste dos parâmetros e das hipóteses utilizadas, todos os parâmetros são interativos (seus valores e probabilidades podem ser definidos pelo usuário), e todas as hipóteses são explícitas.

A integração entre os vários tipos de incertezas geológicas, a escolha da estratégia produtiva que maximize o valor monetário esperado, o cálculo do valor das informações, bem como os riscos econômicos e da legislação fiscal (*government takes*), são pressupostos para uma análise de ciclo completo do empreendimento (FIGURA 36).



Figura 36 - Concepção do ciclo completo de um empreendimento exploratório
Fonte: CALUYONG, 2006

Adicionalmente, o processo de análise do ciclo completo permite inserir diversos parâmetros operacionais e econômico-financeiros, como taxas de

produção e outros dados sobre os poços e a produção, custos de desenvolvimento e operacionais, cenários de inflação e preços de hidrocarboneto, além de cenários de regimes fiscais, inclusive sobre diversos tipos de impostos, taxas e *royalties*. Para avaliar adequadamente o valor de um projeto ou empreendimento exploratório, não é suficiente considerar receitas e custos exploratórios, mas também deve-se levar em conta as perdas associadas a poços secos. O fluxo de caixa também precisa incluir o valor potencial dos recursos descobertos, considerando os custos e as receitas durante a totalidade do conjunto de atividades exploratórias – o ciclo completo de atividades. Conhecer este valor é essencial para avaliar, desenvolver e produzir as reservas descobertas (FIGURA 37).

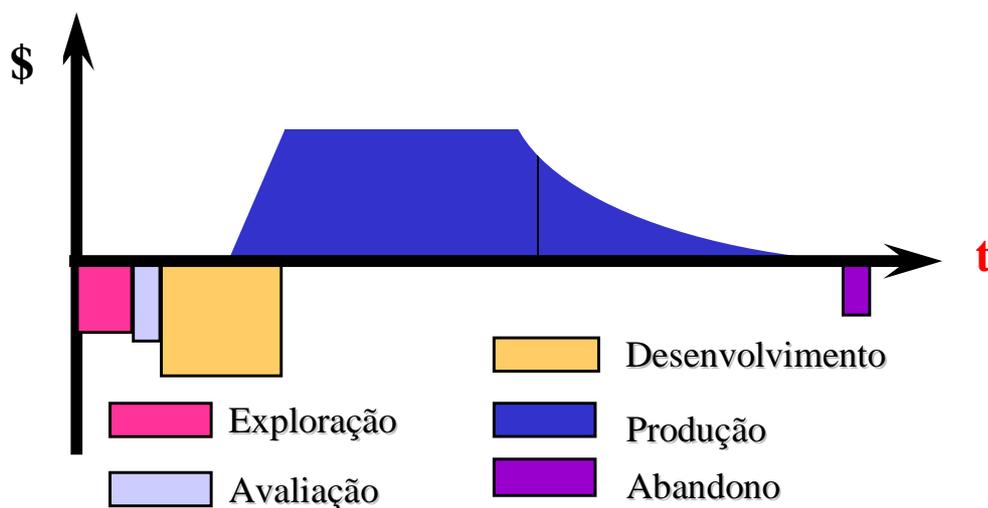


Figura 37 - Fluxo de caixa típico de um projeto de exploração e produção
Fonte: PEREIRA, 2000

A dimensão temporal identifica e abrange períodos desde o tempo envolvido no caso de um poço seco, ou no caso da determinação de uma descoberta não-comercial, até o prazo envolvido no ciclo completo de atividades, que inclui o tempo alocado às atividades de descomissionamento.

A avaliação de uma descoberta comercial considera o ciclo completo de fluxo de caixa líquido (após custos, impostos e taxas). As receitas são

provenientes da produção das reservas de petróleo. Os investimentos iniciais (Capex) incluem as atividades de exploração, avaliação e desenvolvimento do campo. As despesas operacionais (Opex) incluem os custos de operação da produção. Entre os conceitos importantes que são considerados na análise estão: risco de poço seco e incerteza na quantificação das reservas; parâmetros de duração e intensidade de atividades de exploração, desenvolvimento e produção (ED&P); parâmetros de custos de atividades de ED&P (há parâmetros independentes do nível de produção, como custos de perfuração, e outros, proporcionais à produção, como custos operacionais, onde também são estabelecidos diversos níveis escalonados). Todos os parâmetros de atividades e custos são estocásticos; são geradas, portanto, estimativas estocásticas do fluxo de caixa após impostos.

Finalmente, desta forma, podem ser obtidos a probabilidade de uma descoberta comercial e seu fluxo de caixa líquido correspondente. O valor mínimo para uma acumulação comercial é utilizado para determinar o que constitui uma descoberta comercial. O modelo gera um perfil de produção que segue o padrão convencional de etapas de produção: um período de crescimento da produção; um período de produção estável, proporcional a um percentual fixo do valor das reservas; um período de declínio exponencial da produção; e um ponto onde ocorre o descomissionamento.

Uma das características importantes do sistema é que este permite inserir modelos previamente desenvolvidos para descrever cenários de sistemas fiscais aplicáveis à operação do empreendimento. Estes modelos também podem ser obtidos comercialmente de fornecedores (como a Pricewaterhouse & Coopers, a Wood Mackenzie, e a Plantir) que desenvolvem e atualizam cenários fiscais para diversos países e situações, acrescido do fato de que todos os cenários utilizados podem ser editados no sistema, antes de “rodar” as modelagens. Os cenários fiscais utilizados pelo sistema permitem aplicar regras e estruturas complexas de impostos, taxas e *royalties*, incluindo condições, limites, patamares, pontos de mudança de taxas e muitas outras regras que compõem o regime fiscal a ser modelado, os quais representam

imposições legais dificilmente modeladas de outra forma. Esta riqueza de detalhamento do regime fiscal é um fator importante para refletir a realidade do regime fiscal sobre os resultados físicos da avaliação das reservas a descobrir.

Assim, os resultados apresentados podem incluir diversas variáveis pertinentes à tomada de decisão e monitoramento do empreendimento: volume de sucesso (o valor de acumulações esperadas nos casos de descobertas comerciais); probabilidade de descobertas comerciais; fator de retorno do investimento (total do retorno líquido *versus* investimento); tempo até o início do desenvolvimento do empreendimento; tempo para atingir o primeiro óleo; duração para atingir estabilidade da produção; tempo para atingir retorno do investimento; e índice de lucratividade (1 mais a razão do VPL sobre o valor máximo do fluxo de caixa negativo descontado à taxa de juros indicada).

Cenários estocásticos podem ser gerados a partir da especificação do número de iterações a serem realizadas. O valor mínimo da taxa de retorno pode ser especificado, para que o sistema determine quando ocorre uma descoberta comercial. Outro conceito que aproxima os resultados da realidade é o uso de custos e outros parâmetros escalonados, em vez de puramente proporcionais às variáveis definidas como base.

A United Nations Framework Classification for Energy and Mineral Resources (UNFC) empregou três critérios básicos: “viabilidade econômica e comercial” (eixo E), “exequibilidade e projeto exploratório” em outras palavras a disponibilidade de tecnologia exploratória (eixo T), e “conhecimento geológico” (eixo G). As quantidades de petróleo serão classificadas como uma combinação das categorias E, T e G.

Estes critérios devem ser correlacionados na classificação usual SEP/WPC/AAPG. Por exemplo, o critério de “exequibilidade e projeto exploratório” no eixo “T” no UNFC é equivalente à categoria de “Status de Projeto” na classificação antiga. Cada um destes critérios é dividido em categorias:

E1 Econômico ou Comercial

E2 Potencialmente Econômico ou ainda Comercial

- E3 Intrinsecamente Econômico ou não Comercial
- T1 Desenvolvimento Definido com Projeto de Produção
- T2 Tecnologia Exploratória de Projeto Contingente
- T3 Projeto Indefinido
- G1 Condições Geológicas Razoavelmente Asseguradas
- G2 Condições Geológicas Estimadas
- G3 Condições Geológicas Inferidas
- G4 Condições Geológicas Potenciais

As quantidades de petróleo serão classificadas como uma combinação das categorias E, T e G. Cada categoria é numerada, sendo que “1” denota o melhor. Por tanto, a quantidade correspondente a E1, T1 e G1 é identificada como 111. O sistema pode ser apresentado graficamente como uma coleção de cubos que mostram todas as possíveis combinações (FIGURA 38).

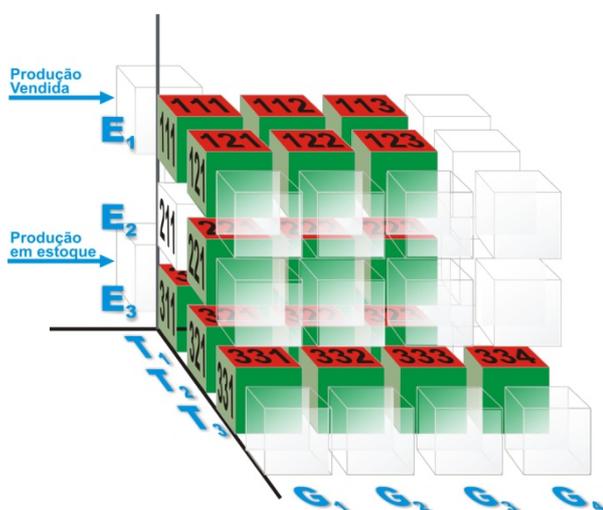


Figura 38 - A UNFC dividida em suas principais categorias. Os cubos claros são de pouco uso ou irrelevantes
 Fonte: UNFC, s/d

Para evitar problemas o UNFC não usa os termos reservas e recursos nas suas definições, e assim se propõe como um sistema global consistente. O uso

desta norma para petróleo tende a ser aceita como forma de homogeneizar os dados, o que significará a redução de sistemas paralelos de banco de dados com variadas interpretações, aumentando em muito a confiabilidade.

Em síntese, um empreendimento de longa duração e alto investimento requer um forma de gestão sistêmica e dinâmica, de maneira a refletir os três eixos de ação, representados na figura 39, discutidos por Chaves *et al.* (2006).

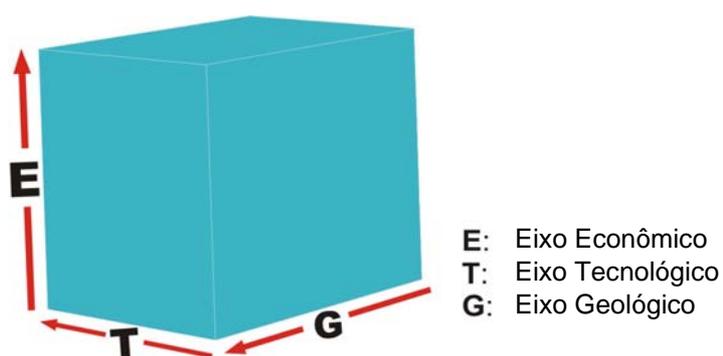


Figura 39 - Eixos para avaliação de recursos energéticos
Fonte: UNFC, s/d

5 DISCUSSÃO DAS COMPARAÇÕES

O ferramental detalhado nos capítulos anteriores serve para discutir as alternativas de investimento na exploração de petróleo no Atlântico Sul, permitindo a comparação entre Brasil, Angola e Venezuela. Assim como no capítulo 3, o debate será restrito às chances geológicas e econômicas, nos aspectos da evolução tectono-sedimentar e do regime fiscal, respectivamente. O processo de gestão apresentado no capítulo 4, estabelece uma sistemática de decisão suportada por base de dados e algoritmos, que define como figura de mérito o foco no óleo iminente a descobrir, mesmo em campos em desenvolvimento, submetido a uma análise de ciclo completo.

As regiões da América do Sul e Central se apresentam ocupando o terceiro lugar no mundo, só perdendo para o Oriente Médio, em primeiro, e a União Soviética, em segundo (WE2000, USGS), em termos de descobertas possíveis (*yet to find*) de petróleo e gás. E nelas, as áreas com maiores probabilidades de encontrar campos gigantes de petróleo e gás se localizam na costa brasileira, iniciando pelas Bacias de Santos e de Campos. As maiores possibilidades de existirem depósitos gigantes são em áreas de águas ultra-profundas dessas bacias.

As áreas no norte da América do Sul, como a Bacia Venezuelana do Oriente, têm produzido petróleo e gás há muito tempo e possuem reservas gigantes de petróleo. A possibilidade de encontrar outros campos gigantes nessa área é menor em terra do que no mar, ao leste do continente. Estima-se que perto de Trinidad e Tobago, também no mar, haja recursos significativos de gás a ser descoberto (TABELA 7).

Tabela 7 - Estimativa dos possíveis recursos de petróleo e gás das bacias selecionadas

Áreas Petrolíferas	Total de Possíveis Recursos											
	Petróleo (MMBO)				Gás (BCFG)				NGL (MMBNGL)			
	F95	F50	F5	Média	F95	F59	F5	Média	F95	F50	F5	Média
Bacia de Campos	3.442	14.235	36.479	16.293	3.745	16.501	46.667	19.691	101	451	1.357	553
Bacia de Santos	4.117	21.963	46.265	23.209	17.600	74.416	163.657	80.547	837	3.763	9.024	4.194
Bacia da Venezuela do Leste	2.155	10.509	26.740	11.875	19.454	84.444	201.516	93.561	842	3.886	10.235	4.465

Fonte: SCHENK, 2001

Nas Bacias Venezuelanas do Oriente, encontram-se as Unidades de Avaliação Cinturão de Rochas Dobradas, Sub-bacia de Guarico, Sub-bacia de Maturin e Faixa do Orinoco. Só na Faixa do Orinoco, a PDVSA acredita que haja reservas de 35 bilhões de barris de óleo extra pesado, dos quais 20% são recuperáveis com a tecnologia atual. Contudo, o processo de certificação dessas reservas não se encontra concluído. As reservas que ainda serão descobertas, ou incorporadas, por desenvolvimento tecnológico de extração de óleos extra pesados, garantem uma atratividade incomparável da Venezuela aos investimento em atividades de E&P. O histórico da formação da Placa do Caribe, garantiu uma constante atividade tectônica e sedimentar, que permitiu uma janela de geração bastante ativa para as rochas fontes. 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.

As margens continentais do Brasil e da África partilham unidades estratigráficas e história tectônica similares, por causa da sua proximidade antes e durante a quebra do Pangea, desde o Jurássico Inferior até o Cretáceo Inferior. Como o resultado da paleogeografia apresenta vínculos entre as placas Sul-Americana e Africana, o *habitat* do hidrocarboneto nas bacias marginais entre ambos os continentes podem ser correlacionadas (FIGURA 39).

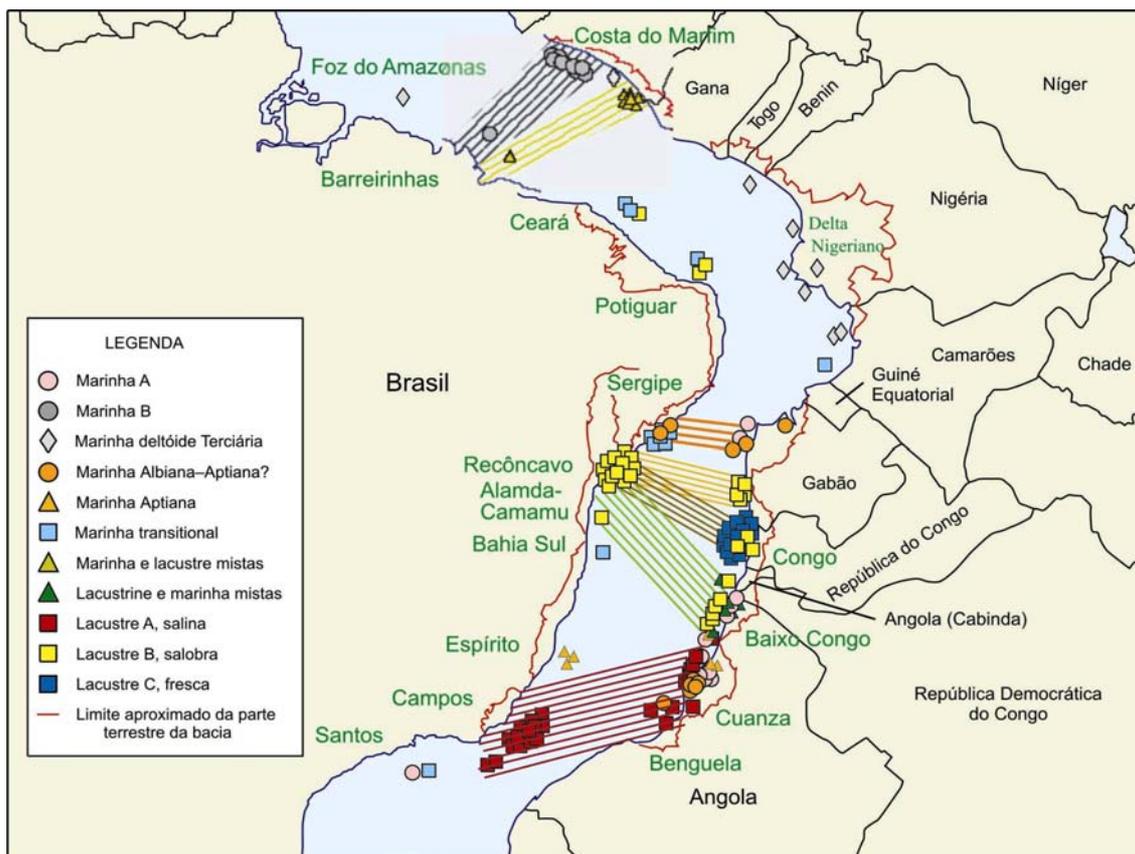


Figura 40 - Mapa esquemático da margem do Atlântico Sul, mostrando as famílias de óleos e sua distribuição, os ambientes deposicionais das rochas geradoras, o nome das maiores bacias e as linhas das correlações possíveis

Fonte: SCHIEFELBEIN *et al.*, 2000

Os hidrocarbonetos de origem lacustre encontrados na porção offshore da Bacia de Cuanza, no oeste da África, e da parte sul da Bacia do Congo, Fm Bucomazi Inferior e Médio e Fm Toca, foram gerados por rochas fontes *sin-rift* similares às encontradas nas bacias brasileiras do Recôncavo e Alameda-Camamu. Na fase *pós-rift*, durante o Aptiano Superior e Albiano, a deposição da unidade evaporítica consistiu em halita maciça intercamadada com anidrita, similar à Fm Loeme Salt da Bacia do Congo e ao Membro Retiro, Fm Lagoa Feia da Bacia de Campos no Brasil. De maneira simplificada, pode-se comparar a coluna estratigráfica da Bacia de Cuanza com as formações similares da parte sul da Bacia do Congo, com as possíveis correspondências no Brasil (FIGURA 40).

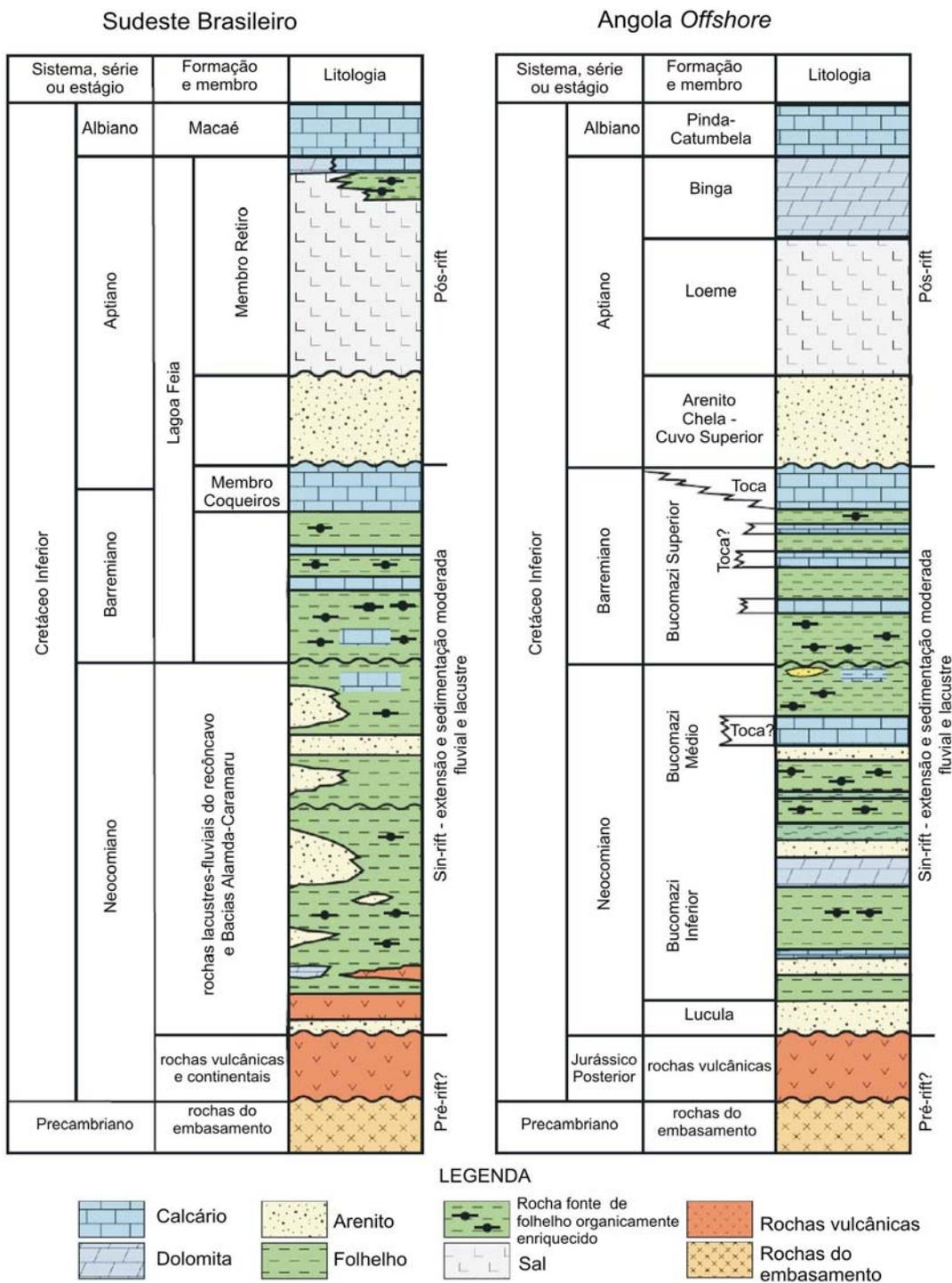


Figura 41 - Coluna estratigráfica generalizada da Bacia de Cuanza e a correspondência com as bacias brasileiras.

Fonte: Pasley *et al.*, 1998.

As bacias do litoral do Oeste–Central da África, incluem as bacias de Douala, Kribi-Campo, Rio Muni, Gabão, Congo, Cuanza, Benguela e Namíbia que, juntas, formam as bacias salinas do Aptiano. As áreas no *offshore* possuem depósitos gigantes de petróleo. A possibilidade de encontrar outros depósitos gigantes nessa área é menor na terra do que no mar a oeste do continente. A estimativa dos possíveis recursos de petróleo e gás a descobrir, está mais relacionada ao estágio *sin-rift* (Cretáceo Inferior) e águas profundas (TABELA 8).

Tabela 8 - Estimativa dos possíveis recursos de petróleo e gás no *offshore* da África

Áreas Petrolíferas	Total de Possíveis Recursos											
	Petróleo (MMBO)				Gás (BCFG)				NGL (MMBNGL)			
	F95	F50	F5	Média	F95	F59	F5	Média	F95	F50	F5	Média
Cuanza-Namibe porção <i>offshore</i>	76	548	1.926	712	133	957	4.246	1.404	6	44	203	66
Bacias do Litoral Oeste-Central porção <i>offshore</i>	8.522	26.325	53.166	28.036	21.623	74.770	171.447	82.742	984	3.507	8.640	3.991

Fonte: BROWNFIELD & CHARPENTIER, 2006

Nesta comparação entre Angola e Brasil, as descobertas na década de 1994 a 2003, penderam favoravelmente para Angola, contudo nada impede que na próxima década a Bacia de Santos recupere uma posição de liderança que o Brasil desfrutou quando das descobertas da Bacia de Campos (GRÁFICO 4). O conhecimento geológico em exploração de águas profundas está ligado à formação do *rift* na quebra dos continentes, estes espaços abertos foram preenchidos pela rochas sedimentares mais antigas e mais distais da margem continental, e observando a existência de uma preferência para deposição de material orgânico em um dado lado do *rift*, este fenômeno veio ora privilegiando uma área no Brasil e ora outra na África. Lavier & Manatschal (2006) propõem um modelo novo que pretende explicar, no processo de rifteamento, como o manto interage em águas profundas e quais são os fenômenos observados na borda das margens continentais. O objetivo é auxiliar nas interpretações dos dados sísmicos de forma a obter maior sucesso

na localização de jazidas em águas profundas, tanto no oeste da África como no sudeste do Brasil.

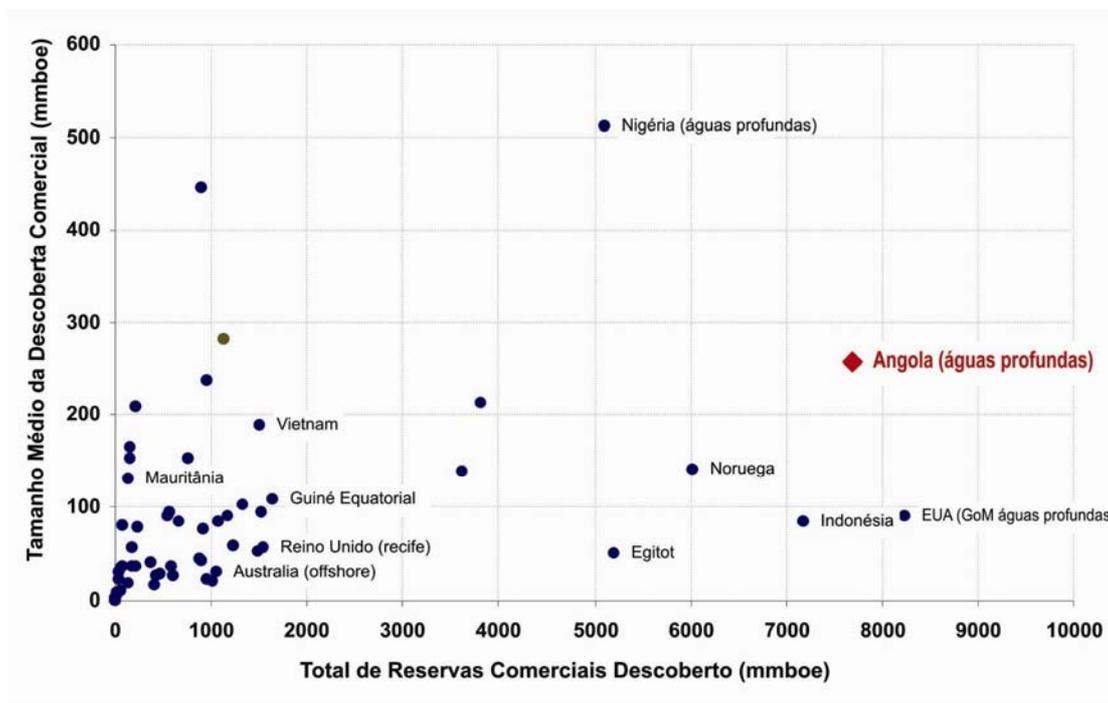


Gráfico 4 - Comparação da Possibilidade de Prospecção Global Reservas Comerciais Descobertas vs Tamanho Médio da Descoberta 1994-2003
 Fonte: Riscos & Recompensas Globais do Petróleo e Gás da Wood Mackenzie, 2004

Na comparação de oportunidades de descobertas de hidrocarbonetos entre Brasil e Angola, conclui-se que as chances são similares, mas o passado recente privilegiou Angola, cujas reservas aumentaram em quase 8 bilhões de BOE durante a década de 1994 a 2003. As empresas estrangeiras ajudaram Angola a descobrir mais 2,25 bilhões de barris de óleo no ano de 2005, quase o dobro de sua rival mais próxima, a Nigéria, com a Argélia em terceiro lugar, com 500 mil barris.

As assertivas apresentadas são de uma visão macro, considerando o país como o objeto de comparação. No entanto, é notório que as decisões tomadas pelas companhias exploradoras de petróleo levam em conta a

perspectiva sobre a área ou, mais precisamente, o bloco a ser pesquisado. As decisões de participação em leilões, visando adquirir direitos exploratórios, pressupõe que, antecipadamente, foi selecionada a região mais promissora e, conseqüentemente, o país onde o investidor considera atrativo para o seu capital. Juntamente com a oportunidade exploratória, a companhia tem que preservar a sustentabilidade do seu negócio, não assumindo riscos econômicos e financeiros que porventura afetem sua permanência no mercado. Em recente entrevista (CERVERÓ, 2007),¹ o Diretor Internacional da Petrobras, Nestor Cerveró, afirmou que “a idéia é fugir dos preços exorbitantes pagos por concessões exploratórias em áreas tradicionais, como Estados Unidos, Nigéria e Angola, onde as empresas já pagam cifras superiores a US\$ 1 bilhão apenas para ter o direito de pesquisar o subsolo em busca de petróleo. Há países em que o bilhete de entrada é menor. É certo que chances de sucesso são menores, mas o baixo custo compensa o risco”.

A orientação acima detalhada é um exemplo prático do uso da análise de riscos para identificar e gerenciar oportunidades. A procura proativa por oportunidades resulta que os riscos então admitidos serão gerenciados, para manter as expectativas de benefícios e assegurar a saúde da organização. É portanto, o reconhecimento que risco e oportunidades devem ser aproveitados.

Para avaliar essas decisões, uma das premissas analisada é o regime fiscal da indústria do petróleo nesses locais. No caso de Brasil, Angola e Venezuela, a comparação permite aquilatar as diferentes características dos modelos em uso e suas conseqüências para sociedade de cada país (TABELA 9). Esta tabela foi construída com os dados detalhados nas seções 3.3.1, 3.4.1 e 3.5.1, apresentando uma fotografia de momento: segundo semestre de 2006. As leis aprovadas pelas sociedades através de seus representantes têm uma dinâmica que reflete os objetivos almejados por esses povos.

¹ Entrevista no Jornal Estado de São Paulo de 18 de fevereiro de 2007.

Tabela 9 - Comparação dos regimes fiscais de Brasil, Venezuela e Angola.

Item	Brasil	Venezuela	Angola
Órgão responsável	ANP	Ministério de HC	Ministério de Petróleo
Empresa estatal	Petrobras	PDVSA	Sonangol
Tipo de contratos permitidos	Concessão	OSAs	Joint ventures, PSCs
Venda somente ao estado	Não	Sim	Sim
Exportação controlada	Não	Sim	Sim
Bônus de assinatura	lance	?	Sim
Bônus de produção	Não	?	Não
Participação exigida do estado	Não	Min. 50% (60%)	Min. 50%
Taxa de uso de superfície	R\$23–R\$6.930/km ²	Bs\$2.750.000/km ² (aumenta)	US\$300/km ² (2006?)
Royalty sobre produção	5% - 10%	33,33% (min. 20%)	20% (min. 10%)
Royalty - áreas onshore	1%	33,33% (min. 20%)	20% (min. 10%)
Taxa de participação especial	10% - 40%	50% menos pagamentos ao estado	Não
Imposto de renda	15% + 10% + 9%	50%	50% (65,75%)
Limitação de recuperação de custos	Não (<i>ring fence</i> por área)	Sim	Sim
Taxa de treinamento	Não	Negociado	US\$0,15/bbl
Impostos sobre dividendos	Não	50%	Não
Imposto de importação	média 15%, max. 85%	5% - 20%	10%
Importação: outros impostos	3% + 2%	1%	0,5%
Importação: outros benefícios	0% (REPETRO)	Não	0% (como REPETRO)
Outros impostos:	PIS (7,6%), COFINS (1,65%), ISS (0,5%-10%), CPMF (0,38%), CIDE (10% s/ royalty ao exterior), ICMS (7-25% s/ bens.), etc.	Proj. Desenv. Nac. (1%), Impostos municipais (0,5% - 10%, dedutíveis), imposto de consumo de HC (10%), etc.	VAT (2-30%), estatístico (0,1%), etc.

Fonte: elaboração própria.

Nos últimos cinco anos, as mudanças nos regimes fiscais foram constantes, motivadas pelo incremento dos preços no mercado global desse insumo energético. A Venezuela protagonizou uma mudança mais radical da lei do petróleo que obrigou a um acordo com as companhias internacionais, elevando a arrecadação do estado e, como consequência, reduzindo os novos candidatos ao seu mercado de E&P. Angola também mudou sua legislação para um tipo de contrato, os PSCs, que são um dos regimes mais progressivos no mundo, além da decisão de aderir à OPEP, com o objetivo de influir nos preços do mercado, estreitando as oportunidades para novos *players*. Em

contrapartida, o Brasil manteve seu arcabouço legal com mudanças introduzidas nos contratos em cada nova rodada de leilões produzidos pela ANP. Esta política permitiu um incremento de novos participantes na atividade de exploração no mercado brasileiro (TABELA 10).

Tabela 10 – Distribuição da área explorada no Brasil, situação em dezembro de 2006.

EMPRESA	ÁREAS ²
Amerada Hess	1
Arbi	25
Aurizôni	29
BG	3
Brasalta	17
Devon	6
98145,452	1
ENI	1
Exxon	1
Kerr Mc-Gee	2
Koch	7
Maersk OIL	4
Newfield	3
Norsk Hydro	1
Oil M&S	43
Orteng	16
Partex	5
Petrobras	286
Petrogal	29
Petrosynergy	22
Potióleo	1
Queiroz Galvão	2
Recôncavo E&P	2
Repsol YPF	11
Shell	5
Silver Marlim	9
Starfish	12
Statoil	5
Tarmar	4
Vitória Ambiental	1
W. Washington	14
Total de Áreas	568

Fonte: SIQUEIRA, 2006

² As informações são referentes aos blocos originais, não agrupados.

Ao longo da última década, o cenário tributário no Brasil tem se mostrado bastante favorável, e tem despertado interesse crescente das empresas exploradores internacionais. O objetivo de garantir um leque maior de exploradores e produtores de hidrocarbonetos está sendo alcançado. As pequenas e médias empresas brasileiras têm sido incentivadas a entrar no mercado. Uma ausência preocupante é que nenhuma das empresas brasileiras da cadeia do hidrocarboneto a jusante da Petrobras, sejam distribuidoras ou petroquímicas, definiram, em suas estratégias, a participação na pesquisa e descoberta do seu insumo primordial, de forma a garantir o seu fornecimento futuro, através de contratos onde entregaria o petróleo bruto e receberia os subprodutos do seu ramo de negócio.

Em Angola, os tipos de contratos permitidos, os PSCs, dão origem ao regime fiscal mais progressivo do mundo. Nos PCS, o *royalty* ou o estabelecimento de teto de custos asseguram uma receita rápida para o estado. Os incentivos fiscais introduzidos para blocos de riscos mais elevados facilitam a negociação. Mesmo sendo elevada a parte recebida pelo governo, ainda assim as possibilidades de prospecção são apropriadas, as mudanças nos termos fiscais não parece ter intimidado o desenvolvimento ou a pesquisa. Ênfase nos bônus de assinatura, mais do que nos termos fiscais, em licitações assegura receitas significativas, livres de riscos para o estado por concessão de prospecção – os bônus angolanos são os maiores do mundo. Num contexto global, a comparação dos regimes fiscais de águas profundas, em uma análise de sensibilidade da variação de preço (US\$25-US\$75/bbl, real), mostra quão maior é a progressividade dos PSCs *vis-à-vis* o regime do Brasil (GRÁFICO 5).

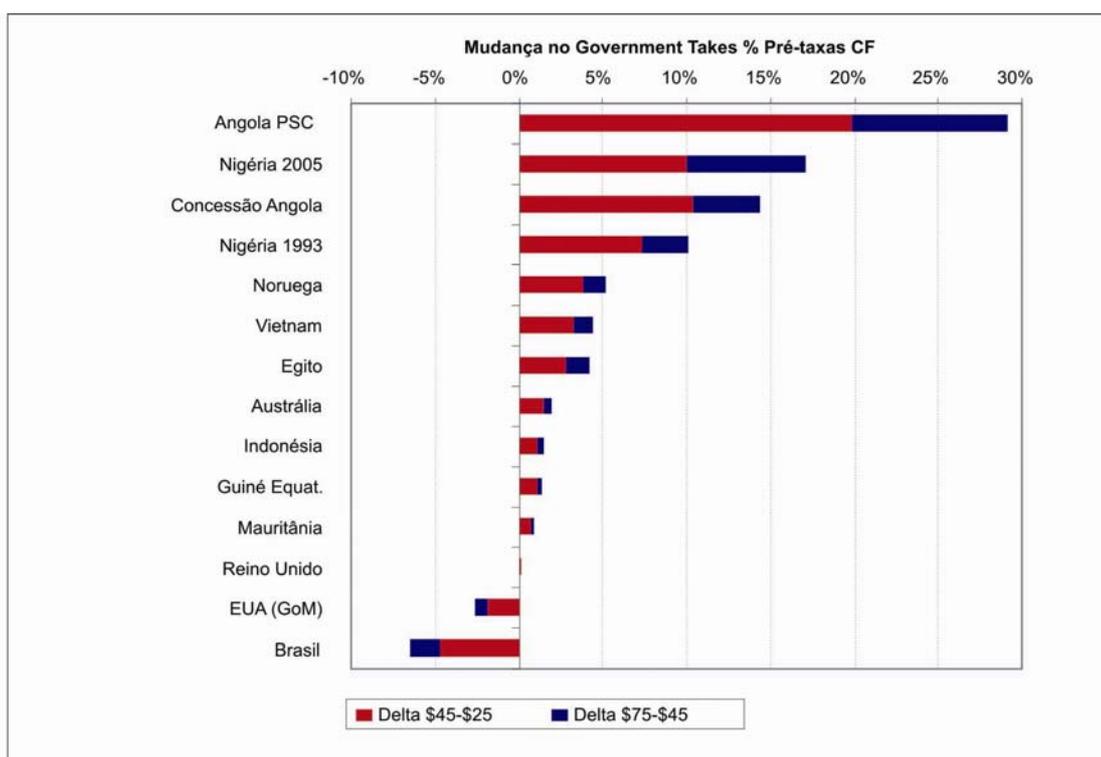


Gráfico 5 - Comparação dos regimes fiscais globais de águas profundas, análise de sensibilidade de preço (US\$ 25 – US\$ 75/bbl), exclui bônus e participação do Estado

Fonte: Modelo Global da Wood Mackenzie (GEM), 2006

A Venezuela organizou três leilões, em 1992, 1993 e 1997, que resultaram em 32 contratos com investidores privados. Estes contratos foram repactuados em novos contratos com participação mínima do estado em 50%. Durante o ano de 2006, as empresas beneficiárias destes contratos tiveram de recolher impostos de rendas considerados devidos, desde 2001. Algumas empresas venderam sua participação e se retiraram do país. A necessidade de explorar as reservas de óleo extra pesado não está na essência das novas legislações em vigor, como demonstra Porras (2002). As diferenças de custo de produção e preço de vendas são reduzidas para este tipo de óleo, e o regime fiscal desestimula sua produção pelas operadoras. A defesa de um preço acima de US\$ 60, pela Venezuela, está ligada diretamente com a atratividade da exploração do óleo pesado da Faixa do Orinoco, onde o risco não está na descoberta, mas, sim, na economicidade das tecnologias de

produção. Também no gás a abundância gera a necessidade da Venezuela viabilizar sua exploração, e abre oportunidades de contratos de longo prazo. Numa comparação mais detalhada, as considerações de risco político também devem ser levadas em conta para a escolha do melhor ambiente para os investimentos em atividades de exploração de petróleo (QUADRO 4).

PEPS Posição global	País	PEPS índice avaliação geral	Atividade E&P	Termos Fiscais	Risco político
			50%	35%	15%
1	Canadá	1,6	1,36	2,18	1,08
2	Brasil	1,64	1,45	1,97	1,54
3	EUA	1,89	2,17	1,69	1,42
ND	Angola	ND	ND	ND	ND
17	Venezuela	2,3	2,21	2,52	2,07

ND = não disponível

Quadro 4 – Índice geral de atratividade para investimento em E&P
Fonte: IHS, 2006

As modificações recentes nos regimes fiscais, tanto em Angola como na Venezuela, tornou atrativos os países como o Brasil, considerados mais estáveis. Mas é fundamental continuar garantindo esta estabilidade em toda cadeia tributária, principalmente nos estados, onde surgem demandas de mudança das leis para aumentar a arrecadação (GRÁFICO 6).

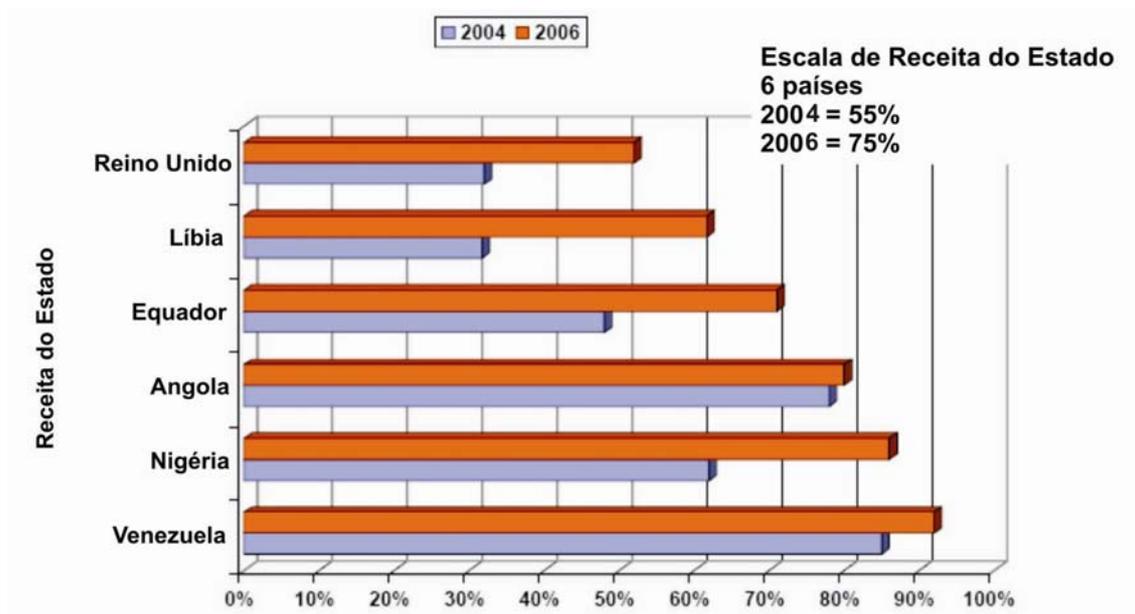


Gráfico 6 - Crescimento do *Government Takes*
Fonte: STARK, 2007

O ponto central na comparação é o fato de o Brasil ter um mercado consumidor de hidrocarboneto bastante amplo e em expansão. A sociedade precisa ser consultada se os excedentes de petróleo cru produzidos no país devem ser exportados *in natura*, ou algum percentual de beneficiamento deve ser agregado localmente. O momento é propício, uma vez que em 2007 entra em produção o campo de Polvo da Devon, primeiro empreendimento de produção *offshore* sem a participação da Petrobras. Ele também marca a implementação de uma série de novos projetos operados por petroleiras estrangeiras no Brasil, entre os quais os campos de Frade, pela Chevron, os quatro campos do BC-10, pela Shell, o campo de Lagosta, pela El Paso, e o campo de Peregrino, pela Hydro. As políticas de agregação de valor podem gerar emprego e renda para a população brasileira, como permitir a exportação de produtos refinados com *mix* de biocombustíveis, produtos estes em que as barreiras agora existentes, quando isolados, seriam considerados *premium* e sem taxações quando incorporados (exemplos: o HBIO e a gasolina E85).

Uma vez completo todo o ciclo de pesquisa, desenvolvimento e produção, uma última atividade de suma importância não pode ser negligenciada, que é o descomissionamento, uma palavra melhor que abandono do campo, pois imagina-se que será devidamente entregue à comunidade local sem aparentar uma planície lunar, como algumas minas de carvão que tiveram a produção encerrada.

5.1 DESCOMISSIONAMENTO

O descomissionamento de instalações utilizadas nas atividades petrolíferas assumiu uma importância destacada na década de 1990, a partir do reconhecimento das implicações ambientais, tanto da permanência como da desativação destas estruturas e demais equipamentos. Mesmo na década de 1980, a Noruega liderou a implementação de medidas em torno do descomissionamento de plataformas marinhas e outras instalações petrolíferas, especialmente devido à necessidade de pactuar uma solução para a disputa pelo espaço oceânico, entre as atividades pesqueiras e petrolíferas. Outras iniciativas, com relação ao descomissionamento, deram-se em virtude de tentativas de contemplar as demandas das comunidades pesqueiras e ambientalistas, preocupadas com os impactos negativos das atividades petrolíferas nos recursos naturais (PATIN, 2003). Assim surgiu o movimento da criação de recifes artificiais, especialmente o *rigs-to-reefs*, da Califórnia, que buscou o aproveitamento de estruturas como navios e plataformas usadas na exploração e produção de petróleo, para criar recifes artificiais. A idéia era que estas estruturas formariam recifes artificiais que protegeriam e atrairiam peixes e outros recursos ameaçados, ajudando no retorno e na recuperação da biodiversidade marinha a estas áreas (LOVE *et al.*, 2006).

Mesmo quando a indústria petrolífera não foi a única, ou sequer a principal responsável pela situação precária dos recursos marinhos, ela vislumbrou uma oportunidade de dar um retorno ambiental à sociedade, que clamava por reparações de qualquer tipo, como compensação por seus impactos gerais ao meio ambiente. O conceito de descomissionamento também se estendeu às demais formas de eliminar instalações que poderiam potencialmente impactar o meio ambiente de forma negativa, após o encerramento das atividades petrolíferas realizadas tanto no mar como em terra. Estudos realizados com recifes artificiais apresentaram alguns êxitos, assim como alguns resultados que não foram claramente positivos ou negativos, mas o conceito da eliminação das fontes físicas de possíveis impactos ambientais ficou enraizado. Hoje é universal a preocupação das agências ambientais e de regulamentação das atividades petrolíferas, em controlar e assegurar que seja realizado o descomissionamento das instalações empregadas pelas empresas que atuam no setor (DOS SANTOS, DA SILVA, COSTA MARQUES, 2006).

5.1.1 Descomissionamento em Angola

No caso da Angola, as empresas contratadas estão sujeitas às demandas por conta das perdas ou danos causados durante a condução de suas atividades, e estas devem ressarcir à Sonangol quaisquer despesas associadas a pleitos neste sentido. Entende-se que o descomissionamento seja uma atividade mitigadora desta responsabilidade. Para tanto, as despesas de produção podem incluir os custos de descomissionamento, conforme limites estabelecidos nos respectivos contratos. Em relação aos contratos de *joint venture* e contratos de serviços, a Lei do Imposto do Petróleo de 2004 estabelece que as despesas associadas à recuperação ambiental, inclusive os custos de abandono, são dedutíveis para efeitos de imposto de renda de petróleo, conquanto esses danos não sejam o resultado de omissão,

negligência ou fraude por parte das empresas. Adicionalmente, no prazo de um ano antes do término do contrato, ou da data de abandono de qualquer área sob contrato, a Sonangol e a contratada devem preparar e apresentar ao Ministério do Petróleo um plano, estabelecendo a situação em relação ao descomissionamento das instalações e à reabilitação da área ou continuidade das operações. O plano deve incluir informações técnicas, financeiras, ambientais e de segurança, suficientes para que o Ministério possa avaliar adequadamente a utilização dessas instalações, levando em conta a possível continuação das atividades petrolíferas pela Sonangol. Caso a Sonangol decida abandonar essas atividades, ela e as empresas contratadas envolvidas no contrato em questão deverão proceder à restauração da área, conforme a legislação aplicável e as práticas da indústria petrolífera, através de um plano previamente aprovado pelo Ministério. Se o plano inicial não for preparado dentro de um período determinado, ou o descomissionamento não for executado dentro do período determinado no plano, o Ministério poderá tomar as medidas necessárias para realizar essas atividades, às custas e risco das empresas contratadas.

O contrato-modelo de 2006 prevê que dentro de 60 dias do término do contrato, ou na data de devolução de qualquer área, as empresas contratadas deverão transferir à Sonangol, em bom estado, todas as instalações e equipamentos de produção presentes na área. Caso a Sonangol não deseje dar continuidade às atividades e assim solicite, as empresas contratadas deverão realizar todas as atividades de descomissionamento por sua conta e risco, seguindo as práticas da indústria petrolífera.

5.1.2 Descomissionamento na Venezuela

Na Venezuela, a Lei de HC de 2006 não se pronuncia em relação à questão de descomissionamento e abandono das instalações petrolíferas.

Porém, de acordo com os Regulamentos de 2005 e o contrato-modelo de 2006, as operações de descomissionamento e abandono devem ser aprovadas pelo Ministério, e devem estar de acordo com as normas técnicas aplicáveis, assim como com as melhores práticas da indústria, em relação à proteção do meio ambiente. A *joint venture* deve planejar e implementar quaisquer medidas necessárias para restaurar a área de trabalho às condições originais, e, a não ser que seja orientada de outra forma pelo Ministério, antes do término das atividades, deve também remover e dispor adequadamente de todos os produtos potencialmente contaminantes gerados por essas atividades.

Atualmente, essas exigências são consideradas excessivamente onerosas, caso maior flexibilidade não seja utilizada na avaliação das medidas de restauração ambiental. Geralmente, mesmo a restauração ambientalmente correta leva em consideração possíveis diferenças entre a situação original e posterior às atividades petrolíferas, pois é possível que tanto os recursos como sua utilização possam ocorrer sem prejuízos, mesmo com alguma alteração das condições ambientais da área em questão. Por outro lado, a Lei de HC de 2006 não faz menção específica às responsabilidades ambientais das empresas, e o contrato-modelo de 2006 indica que a *joint venture* não está sujeita à responsabilidade ambiental referente a pleitos com relação às atividades anteriores dos OSAs. Infelizmente, tampouco está claro se os custos de descomissionamento e abandono de instalações, assim como os custos de restauração e recuperação ambiental, ambos potencialmente significativos, serão considerados dedutíveis para efeitos de imposto de renda e demais tributos ou obrigações, pela legislação venezuelana vigente.

5.1.3 Descomissionamento no Brasil

No Brasil, tanto o IBAMA como a ANP estão, há anos, sensibilizados em relação aos possíveis impactos das estruturas utilizadas pela indústria

petrolífera em todas suas atividades. A Lei de Crimes Ambientais (9605/98) também estabelece uma rigorosa responsabilidade por parte das empresas concessionárias, em relação a danos causados por suas operações e instalações, independentemente de culpa ou dolo (BRASIL, 1998).

Os contratos modelo da ANP exigem que as empresas concessionárias apresentem garantias, respaldadas por cartas de crédito ou outras provisões financeiras aceitas pela ANP, para o descomissionamento (chamado de abandono) eventual das suas instalações. O valor da garantia pode ser modificado conforme mudanças nos planos de desenvolvimento apresentados pelas empresas, ou no caso de mudanças significativas na quantidade ou no valor dos recursos recuperáveis previstos, mas qualquer quantia de garantia remanescente, após as atividades de abandono, reverte para a empresa concessionária.

Ainda assim, a garantia não exime a empresa concessionária de cumprir integralmente com sua obrigação de realizar todas as atividades de abandono (descomissionamento), de acordo com o plano apresentado, aprovado e licenciado. As despesas relacionadas com essas atividades são geralmente consideradas como sendo dedutíveis para efeitos de imposto de renda. Para efeitos de cálculo da receita líquida do campo sendo operado, a concessionária pode deduzir um valor proporcional para cobrir as despesas futuras com o descomissionamento e recuperação ambiental do campo, conquanto estas despesas tenham sido estimadas e apresentadas no plano de desenvolvimento aprovado pela ANP.

No caso do fim do prazo das concessões, ou mesmo no caso de empresas que desejem devolver concessões à ANP, por qualquer motivo, estas empresas concessionárias terão que apresentar um plano de descomissionamento de suas instalações que não forem transferidas à ANP, aprovado pela sob critérios ambientais, antes que a devolução (e o fim das responsabilidades da empresa) seja aprovada (ANP, 2002). Este plano também inclui a restauração ambiental, e está sujeito a um licenciamento de desinstalação. Outras leis estaduais (como no caso específico do Rio de

Janeiro, através da Lei 1898/91 e outras) também se aplicam, em relação ao licenciamento e auditoria das atividades da indústria petrolífera, especialmente as de desinstalação, ou descomissionamento.

Apesar de complexa, a questão do descomissionamento e da responsabilidade ambiental é tratada pela legislação brasileira de forma bastante clara, e segue preceitos ambientais modernos. As questões de natureza ambiental e social cada vez mais influenciam a postura das organizações e, no Brasil, essas demandas estão intimamente associadas às atividades empresariais, sendo difícil estabelecer os limites dessas fronteiras. Este cenário impulsiona as empresas a adotarem sistemas de gestão ambiental em seus negócios, e o ambiente legislativo e operacional no Brasil é tido como exemplar, em relação à legislação ambiental e questões de descomissionamento, inclusive mundialmente. Certamente nenhum investimento ou atividade petrolífera seria desestimulado por conta deste ambiente institucional, especialmente por parte das *majors* da indústria petrolífera, acostumadas a atuar com responsabilidade social e ambiental.

6 CONCLUSÕES

Os investimentos das empresas privadas no setor de petróleo deverão atingir US\$ 25 bilhões até 2011, representando apenas uma parte do total aplicado na exploração e produção da *commodity* no Brasil, segundo estimativas do Instituto Brasileiro de Petróleo (IBP) e do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). Grande parte dos recursos será aplicada na aquisição de bens e equipamentos e na contratação de mão-de-obra nacionais. Em entrevista, o especialista Alfredo Renault, da Organização Nacional das Indústrias de Petróleo (ONIP) afirmou que “o índice de nacionalização no setor é da ordem de 65%”. E esse porcentual tende a crescer.

A expansão das aplicações privadas é vista como o surto de um novo ciclo de investimentos no segmento petrolífero e marca uma mudança no setor, que representa 10% do PIB. A Petrobras tende a diminuir seu peso relativo, ainda que mantenha seu projeto de investimentos, que aplicará US\$ 75 bilhões (dos investimentos totais de US\$ 87,1 bilhões previstos pela estatal até 2011).

A produção, fora o Sistema Petrobras e suas parcerias em diferentes blocos, ainda é inferior aos 500.000 bbl/dia, mas começa um processo de crescimento, que pode levar a uma nova posição do país, como exportador líquido de petróleo.

Respondendo à pergunta “Será que o Brasil ainda tem 23 bilhões de barris a serem descobertos?” e “Qual o potencial petrolífero das bacias brasileiras?”, não se pode afirmar que ainda serão descobertos 23 bilhões de BOE, mas as áreas das Bacias de Espírito Santo, Campos e Santos mostram-se ainda bastante promissoras, sendo que se vislumbra uma nova aposta na Bacia Pará-Maranhão.

Por outro lado, as ferramentas que permitem avaliar os vários tipos de incerteza, tais como, incertezas geológicas, econômicas, tecnológicas e estabilidade de regras governamentais, sugerem que essas perguntas não encontrarão uma resposta apenas fundamentada na favorabilidade geológica relativa dos países analisados, no Atlântico Sul.

A despeito da preponderante vantagem relativa da Venezuela nesse sentido, uma avaliação holística dessas diversas incertezas pode favorecer decisões de investimentos e projetos direcionados ao Brasil. Os planos de investimento da Petrobras, que não está sujeita a decisões orientadas exclusivamente por critérios de interesse nacional, sustentam essa conclusão, ao continuar alocando a maior parte de seus investimentos previstos para o período de 2007 a 2011, em projetos no Brasil.

Quanto à pergunta “Vale a pena investir no Brasil?” e “O que traz as companhias ao Brasil, em detrimento de outros países, como a Venezuela e o Oeste da África?”, no Brasil, um arcabouço jurídico estável e um sistema fiscal com um grau reduzido de progressividade atraíram e continuam atraindo os investimentos necessários para que o país tenha um equilíbrio entre produção e consumo do insumo energético petróleo, e para que o Brasil mantenha sua competitividade comparativa.

As conclusões finais desta pesquisa foram:

- 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.
- A abordagem do Método do Ciclo Completo com o foco no óleo iminente a descobrir, concomitante à análise do ciclo completo do desenvolvimento do poço, o torna uma ferramenta de grande

utilidade na decisão de manter uma campanha exploratória e determinar a estratégia mais adequada.

- O processo de análise do ciclo completo permite inserir diversos parâmetros operacionais e econômico-financeiros, como: taxas de produção e outros dados sobre os poços e a produção; custos de desenvolvimento e operacionais; cenários de inflação e preços de hidrocarboneto; e cenários de regimes fiscais, inclusive sobre diversos tipos de impostos, taxas e *royalties*. Uma das características importantes do sistema é que ele permite inserir modelos previamente desenvolvidos para descrever cenários de sistemas fiscais aplicáveis à operação do empreendimento.
- O processo de gestão estabelece uma sistemática de decisão suportada por base de dados e *softwares*, que define, como figura de mérito, o foco no óleo iminente a descobrir (*yet to find*), mesmo em campos em desenvolvimento, submetido a uma análise de ciclo completo.
- A procura proativa por oportunidades resulta que os riscos então admitidos serão gerenciados para manter as expectativas de benefícios e assegurar a saúde da organização. É, portanto, o reconhecimento de que risco e oportunidades devem ser aproveitados.
- Nos últimos cinco anos, as mudanças nos regimes fiscais foram constantes, motivadas pelo incremento dos preços no mercado global deste insumo energético.
- É necessário quantificar as incertezas das variáveis na exploração das áreas petrolíferas, assim como o impacto das regras governamentais (o regime fiscal) nos custos, para destacar as mudanças de leis que favoreceriam o aumento da competitividade brasileira em relação a países como Angola e Venezuela.

- As modificações recentes nos regimes fiscais, tanto em Angola como na Venezuela, tornaram atrativos os países como o Brasil, considerados mais estáveis. Mas é fundamental continuar garantindo esta estabilidade em toda cadeia tributária, principalmente nos estados, onde surgem demandas de mudança das leis para aumentar a arrecadação.
- No Brasil, as empresas concessionárias terão que apresentar um plano de descomissionamento de suas instalações que não forem transferidas à ANP, aprovado sob critérios ambientais, antes que a devolução (e o fim das responsabilidades da empresa) seja aprovada. Este plano também inclui a restauração ambiental e está sujeito a um licenciamento de desinstalação.
- Uma análise dos regimes fiscais da Venezuela e da Angola apresenta um quadro muito menos favorável do que o do Brasil. Esta diferença não pode ser ignorada pelas empresas que estiverem a ponto de alocar recursos significativos dos seus programas de exploração e produção, em nível internacional, onde oportunidades entre diversos países devem ser consideradas como alternativas.
- No caso do Brasil, verifica-se que a política estabelecida pelo regime fiscal da indústria de petróleo, o “government take”, é fundamental para atrair e estimular os investimentos na pesquisa e exploração do petróleo.

7 SUGESTÕES E RECOMENDAÇÕES

O conhecimento acumulado durante a pesquisa induziu a uma visão ampla de vários aspectos que não foram contemplados devido às limitações impostas pelo objetivo inicial. Contudo, é importante apontar direções de pesquisas futuras e promissoras:

- Quanto à geologia, o conhecimento geológico em exploração de águas profundas está ligado à formação do *rift* na quebra dos continentes. Os espaços abertos foram preenchidos pelas rochas sedimentares mais antigas e mais distais da margem continental, observando a existência de uma preferência para deposição de material orgânico em um dado lado do *rift*. Esse fenômeno privilegiou ora uma área no Brasil, ora uma área na África. Exploração nessas águas ultraprofundas podem trazer resultados promissores.
- Quanto à tecnologia, os óleos extrapesados representam uma nova fronteira para as técnicas de exploração. A PDVSA acredita que existem reservas de 35 bilhões de barris de óleo extrapesado, dos quais 20% já são recuperáveis com a tecnologia atual.
- Quanto às políticas públicas, a sociedade civil, bem como seus representantes, e as pequenas e médias empresas devem fazer uso de mecanismos que indiquem os resultados prováveis, num cenário futuro, para as decisões tomadas hoje. Ferramentas comercialmente disponíveis, como o Método do Ciclo Completo, podem instrumentalizar o Estado para simular o benefício de alterações nas portarias, leis federais, estaduais e municipais, em todo o conjunto de regras governamentais.

- Quanto aos aspectos econômicos, as políticas de agregação de valor podem gerar emprego e renda para a população brasileira. Para tal, deve ser proibida a exportação de óleo cru, e permitidas apenas as exportações de produtos refinados nos quais pode se agregar um *mix* de biocombustíveis. Esses novos produtos, como o HBIO e a gasolina E85, seriam considerados *premium* pelo mercado mundial e teriam suas barreiras econômicas, atualmente existentes, contornadas, sem sofrerem taxações.

REFERÊNCIAS

AGUADO, B.; GHOST, S.; ISEA, A. (1990) Diagenis and Reservoir Characterization of the Cretaceous-Tertiary Sequence, Eastern Venezuela (s.l.) **AAPG 1990**, Abstract, p. 43.

ALLEN, P. A.; ALLEN, J. R. (1990) Basin Analysis; principles and applications. Oxford: **Blackwell Scientific**, p. 451.

ANGOLA. Lei nº. 10/04, de 12 de novembro de 2004. Lei das Actividades Petrolíferas. 2004.

_____. Lei nº. 13/04, de 24 de outubro de 2004. Tributação das Actividades Petrolíferas. D.R n.º 103 I série. 2004.

_____. Decreto nº. 51/04, de 23 de julho de 2004. Avaliação de Impacte Ambiental. 2004.

_____. Despacho Executivo 127/2003, de 25 de novembro de 2003.

_____. Lei nº. 13/78, de 26 de agosto de 1978. Lei das Actividades Petrolíferas. 1978.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (2002). Portaria ANP nº 25, de 6 de março de 2002. Aprova o regulamento de abandono de poços perfurados com vistas a exploração ou produção de petróleo e/ou gás. Disponível em: < http://www.anp.gov.br/doc/legislacao/P025_2002.pdf >. Acesso em: 25 fev. 2007.

_____. (2007) **Importações e Exportações (barris equivalentes de petróleo)**. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Superintendência de Planejamento e Pesquisa. Disponível em: < http://www.anp.gov.br/doc/dados_estatisticos/Importacoes_e_Exportacoes_bep.xls >. Acesso em 25 fev. 2007.

ARMENTROUT, J. (2000) **The Quest for Energy: Rewarding Careers in Petroleum Exploration**. AAPG Slide Bank, postado em fev. 2000. Disponível em: < http://www.aapg.org/slide_bank/armentrout_john/index.shtml >. Acesso em: 25 fev. 2007.

BEDREGAL, R. P.; DIAS, F. A. (2001). Método de avaliação técnico-econômico para valoração de áreas exploratórias. *In: Regulação em petróleo e gás natural*. Campinas: Imprensa do Brasil, cap. 4, p. 154-188.

BEZERRA, L. G. E. A indústria brasileira de petróleo *upstream* e a proteção ambiental – arcabouço jurídico e breves reflexões. 3º CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO E GÁS, 2-5 de outubro, 2005, Salvador, Brasil. Disponível em: < http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/3/trabalhos/IBP0262_05.pdf >. Acesso em: 25 fev. 2007.

BOIS, C. (1975) Petroleum-zone concept and the similarity analysis contribution to resources appraisal. In HAUN, J. D., ed., Methods of estimating the volume of undiscovered oil and gas resource. (s.l.) **AAPG Studies in Geology** n.1, p. 87-89.

BRASIL. Decreto nº. 5.138, de 12 de julho de 2004. Dá nova redação ao inciso I do art. 328 do Decreto no 4.543, de 26 de dezembro de 2002, que regulamenta a administração das atividades aduaneiras, e a fiscalização, o controle e a tributação das operações de comércio exterior. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Poder Executivo, Brasília, DF, D.O.U. de 13 jul. 2004, p. 5.

_____. Decreto nº. 4.543, de 26 de dezembro de 2002. Regulamenta a administração das atividades aduaneiras, e a fiscalização, o controle e a tributação das operações de comércio exterior. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Poder Executivo, Brasília, DF, de 27 dez. 2002, p. 150.

_____. Decreto nº. 3.787, de 11 de abril de 2001. Altera o art. 4o do Decreto no 3.161, de 2 de setembro de 1999, que institui o regime aduaneiro especial de exportação e de importação de bens destinados às atividades de pesquisa e de lavra das jazidas de petróleo e de gás natural – Repetro. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Poder Executivo, Brasília, DF, D.O. eletrônico de 12 abr. 2001, p. 3.

_____. Decreto nº. 3.663, de 16 de novembro de 2000. Altera o Decreto no 3.161, de 2 de setembro de 1999, e dá outras providências. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Poder Executivo, Brasília, DF, D.O. eletrônico de 17 nov. 2000, p. 14.

_____. Decreto nº. 2.705, de 3 de agosto de 1998. Define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei nº. 9.478, de 6 de agosto de 1997, aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, e dá outras providências. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Poder Executivo, Brasília, DF, 04 ago. 1998. p. 2.

_____. Lei nº. 10.168, de 29 de dezembro de 2000. Institui contribuição de intervenção de domínio econômico destinada a financiar o Programa de Estímulo à Interação Universidade-Empresa para o Apoio à Inovação e dá outras providências. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Poder Executivo, Brasília, DF, 30 dez. 2000, p. 1 (edição extra).

_____. Lei nº. 9.605, de 12 de fevereiro de 1998. Dispõe sobre as sanções penais e administrativas derivadas de condutas e atividades lesivas ao meio ambiente, e dá outras providências. Publicada no D.O.U. de 13.2.1998.

_____. Lei nº. 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Poder Executivo, Brasília, DF, D.O. de 07 ago. 1997, p. 16925.

_____. Lei nº. 9.316, de 22 de novembro de 1996. Altera a legislação do imposto de renda e da contribuição social sobre o lucro líquido. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Poder Executivo, Brasília, DF, 23 nov. 1996. (edição extra).

_____. Lei nº. 9.249, de 26 de dezembro de 1995. Altera a legislação do imposto de renda das pessoas jurídicas, bem como da contribuição social sobre o lucro líquido, e dá outras providências. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Poder Executivo, Brasília, DF, 27 dez. 1995, p. 22301.

_____. Constituição da República Federativa do Brasil de 1988, promulgada em 05 de outubro de 1988. Disponível em: < http://www6.senado.gov.br/con1988/CON1988_05.10.1988/COM1988.htm >. Acesso em: 25 fev. 2007.

_____. Lei nº. 5.172, de 25 de outubro de 1966. Dispõe sobre o Sistema Tributário Nacional e institui normas gerais de direito tributário aplicáveis à União, Estados e Municípios. Obra coletiva de autoria da Editora Revista dos Tribunais. 8. ed. rev., atual. e ampl. São Paulo: Editora Revista dos Tribunais, 2006.

_____. Medida Provisória nº. 2.518-35, de 24 de agosto de 2001. Altera a legislação das Contribuições para a Seguridade Social - COFINS, para os Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público - PIS/PASEP e do Imposto sobre a Renda, e dá outras providências. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Poder Executivo, Brasília, DF, de 27 ago. 2001.

BROWNFIELD, M. E.; CHARPENTIER, R. R. (2006) Geology and Total Petroleum Systems of West-Central Coastal Province (7203), West Africa. **U.S. Geological Survey Bulletin 2207-B**. Disponível em: < http://pubs.usgs.gov/bul/2207/B/pdf/b2207b_508.pdf >. Acesso em: 10 fev. 2007.

CALUYONG, Simplicio P. (2006a) **Introduction to GeoX**. Coordinating Committee for Geoscience, Programmes in East and Southeast Asia (CCOP). Disponível em: < http://www.ccop.or.th/ppm/document/INWS1/INWS1DOC12_caluyong.pdf >. Acesso em: 25 fev. 2007.

_____. (2006b) **The CCOP Petroleum Policy & Management (PPM) Project**. 5th Workshop of the Cambodia - Khmer Basin Case Study. Coordinating Committee for Geoscience, Programmes in East and Southeast Asia (CCOP) Sinahoukville, August 2005. Disponível em: < http://www.ccop.or.th/ppm/document/INWS1/INWS1DOC12_caluyong.pdf >. Acesso em: 25 fev. 2007.

CAMPOS, V. C.; OSUNA, S. D. (1997) Sedimentacion y Tectônica del Frente de Montaña y de la Faja Piemontina em la Region de Boca de Uchire-sabana de Uchire Estado Anzoátegui. V CONGRESO GEOLÓGICO VENEZOLANO, MEMÓRIAS, Tomo V, pp. 158-189. Disponível em: < <http://www.pdv.com/lexico/excursio/exc-77e.htm> > Acesso em: 25 fev. 2007.

CCOP - The Coordinating Committee for Coastal and Offshore Geoscience Programmes in East and Southeast Asia (2000) **The CCOP Guidelines for Risk Assessment of Petroleum Prospects**. July 2000. Disponível em: < <http://www.ccop.or.th/PPM/document/home/RiskAssess.pdf> >. Acesso em: 25 fev. 2007.

CERVERÓ, Nestor (2007) As perdas na Venezuela são pontuais. Entrevista ao Nicola Pamplona. **Estado de São Paulo**, Caderno Economia, 18 fev. 2007, p. B5.

CHARPENTIER R. R.; KLET, T. R.; SCHMOKER J. W. (2000) Procedures for allocation and aggregation of resources. In: **U. S. Geological Survey World Petroleum Assessment 2000 – Description and Results: U. S. Geological Survey**. Digital Data Series DDS-60, 4 CD-ROMs. Disponível em: < <http://energy.cr.usgs.gov/WEcont/chaps/AA.pdf> >. Acesso em: 25 fev 2007.

CHAVES, H. A. F.; DOURADO, J. D. A.; MAIA, P. N. (2006) A Nova Classificação Recomendada pela ONU para os Conceitos de Reserva e Recursos em Petróleo e Energia. In: XLIII CBG - CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA. Aracajú, Sergipe, 1 CD-ROM.

CHAVES, H.A.F.; LEWIS, M. EFFIE (1994) From Data Gathering to Resources Assessment: A Holistic View for Petroleum Geology. *Nonrenewable Resources*, **IAMG**, v. 3, n.1, pp.72-82.

CHEVALIER, Y. (1993). A Cross Section from the Oil-rich Maturin, Sub-basin to Margarita Island the Geodynamic Relations between South American and Caribbean Plates. *Tectonics and Stratigraphy Field Trip n° 1*. **AAPG-SVG**. Disponível em: < <http://www.pdvsa.com/lexico/excursio/exc-93.htm> >. Acesso em: 25 fev 2007.

CRONQUIST, C. (1991) Reserves and probabilities – synergism or anachronism? **Journal of Petroleum Technology**, n. 43, p. 1258-1264.

DA SILVA, A. M. R.; BASTOS, L. R.; HARGREAVES, P. (2002) Recifes artificiais: Instrumento de gestão ambiental e manejo de recursos. CONGRESSO NACIONAL DE EXCELÊNCIA EM GESTÃO, UFF-LATEC, Niterói, RJ, 23 nov. 2002.

DANFORTH, A.; KONING, T.; DE DEUS, O. (1997) Petroleum systems of the coastal Kwanza and Benguela Basins, Angola. In: MELLO, M.R.; KATZ, B., eds., HEDBERG RESEARCH SYMPOSIUM, November, 16–19, 1997, Rio de Janeiro, Brazil, extended abstracts, volume, p. 4.

DOS SANTOS, O. M., DA SILVA, P. D. A., COSTA MARQUES, J. A. V. (2006) O custo de abandono nas empresas petrolíferas. **R. Cont. Fin.-USP**, São Paulo, n. 41, p. 56-71, maio/ago 2006. Disponível em: < http://www.eac.fea.usp.br/cadernos/completos/cad41/odilanei_jose_paula_pg56a71.pdf >. Acesso em: 25 fev. 2007.

DOW, W. G. (1974) Application of oil correlation and the source rock data to exploration in Williston basin. **AAPG Bulletin**, V.58, no. 7, p. 1253-1262.

DREW, LAWRENCE J. (1990) **Oil and Gas Forecasting Reflections of a Petroleum Geologist**. New York/Oxford: Oxford University Press.

DUVAL, B.; CRAMEZ, C.; JACKSON, M.P.A. (1992) Raft tectonics in the Kwanza Basin, Angola. **Marine and Petroleum Geology**, v. 9, no. 4, p. 389–404.

FAINSTEIN, R. (2001) Eastern Brazil and West Africa - Seismic Comparison of Deep-Water Oil Fields. **Technology and Business Petroleum**, v. 11, p. 18-25.

GARCIA, K. C. (2003) Regulação ambiental no setor de petróleo no Brasil. 2º CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO E GÁS, 15-18 de janeiro, 2003, Rio de Janeiro, Brasil. Disponível em: < <http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/2/7014.pdf> >. Acesso em: 25 fev. 2007.

GEOKNOWLEDGE (2003). Doing Resource and Risk Assessment with GeoX. 2 day course, PPM WORKSHOP, Phnom Penh, Feb 26 - 27, 2003.

GESS, G.; BOIS, C. (1977) Study of petroleum zones – A contribution to the appraisal of hydrocarbon resources. In: MEYER, R. F., ed., **The future supply of nature-made petroleum and gas**. New York: Pergamon, p. 155-184.

HILLSON, D. (2005) Gerenciamento de riscos em Projeto : Melhores Práticas e Desenvolvimentos Futuros. **“Mundo PM” jornal**, n 04, p. 38-42.

IHS (2006) **Presentations**. Disponível em: < <http://energy.ihs.com/Resource-Center/Presentations/> >. Acesso em: 25 fev. 2007.

ISEA, A.; GHOST S.; AGUADO, B. (1990) Facies Distribution and Reservoir Potential of the Oligocene Sequence El Furrial, Musipan. Giant Field, Venezuela. **AAPG 1990**. Abstract. Pág. 108.

JAMES, K. H. (2004) **A Simple Synthesis of Caribbean Geology**. Search and Discovery Article #30026 (2004).* Adapted from “extended abstract” for presentation at the AAPG International Conference, Barcelona, Spain, September 21-24, 2003. Disponível em: < <http://www.searchanddiscovery.net/documents/2004/james/index.htm> >. Acesso em: 25 fev 2007.

JOHNSTON, D. (1994) **International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts**. Oklahoma, EUA: Pennwell Books.

JONES, C. M.; CHAVES, H. A. F.; DOURADO, J. D. A. (2006) The Growth and Dissemination of BEOR (Biological Enhanced Oil Recovery) and its Associated Technologies. In: II BSPB SECOND BRAZILIAN SYMPOSIUM ON PETROLEUM BIOTECHNOLOGY – OLD AND NEW ENERGY SOURCES, Natal/RN, Brazil, 1 CD-ROM.

LAVIER & MANATSCHAL (2006) A mechanism to thin the continental lithosphere at magma-poor margins. **Nature**, vol. 440, p. 324-328.

LEVORSEN, A. I. (1967) **Geology of Petroleum**. San Francisco-EUA: W.H. Freeman and Company, p 724.

LOVE, M. S. *et al.* (2006) Potential use of offshore marine structures in rebuilding an overfished rockfish species, bocaccio (*Sebastes paucispinis*), **Fisheries Bulletin**, v. 104, p. 383-390.

LUNDE; GEIR; AUBERT; KRISTIN; LAURITZEN; ORNULF; LORANGE; ERIK (1992) Tertiary uplift of the Kwanza basin in Angola. In : CURNELLE, R., ed., GEOLOGIE AFRICAINE, 1ER COLLOQUE DE STRATIGRAPHIE ET DE PALEOGEOGRAPHIE DES BASSINS SEDIMENTAIRES OUEST-AFRICAINS, 2E COLLOQUE AFRICAIN DE MICROPALÉONTOLOGIE. LIBREVILLE, GABON, 1991, Recueil des Communications: Bousens, Elf Aquitaine, p. 99-117.

LUNDIN, E.R. (1992) Thin-skinned extensional tectonics on a salt detachment, northern Kwanza Basin, Angola. **Marine and Petroleum Geology**, v. 9, no. 4, p. 405–411.

LUSA. (2006) **Em concorrência angolana, Petrobrás larga atrás de italianos**. 04 abr. 2006, 14h29. Disponível em: < <http://noticias.uol.com.br/ultnot/lusa/2006/04/04/ult611u71360.jhtm> >. Acesso em: 25 fev. 2007

MAGOON, L. B.; BEAUMONT, E. A. (2003) Adaptation and revision for online presentation of Chapter 3. **Petroleum Systems**. Eds. Treatise of Petroleum Geology, Handbook of Petroleum Geology.

MAGOON, L. B.; DOW, W. G. (1994) The Petroleum Systems – From source to trap. **AAPG Memoir 60**, p.3-24 e p.655.

MAGOON, L. B.; SCHMOKER, J. W. (2000) The Total Petroleum System – The natural fluid network that constrains the assessment unit. In: U. S. GEOLOGICAL SURVEY WORLD PETROLEUM ASSESSMENT 2000 – DESCRIPTION AND RESULTS: U. S. GEOLOGICAL SURVEY DIGITAL DATA SERIES DDS-60, 4 CD-ROMs. Disponível em: < <http://energy.cr.usgs.gov/WEcont/chaps/PS.pdf> >. Acesso em 25 fev. 2007.

MAGOON, L. B.; BEAUMONT, E. A. FOSTER, N. H. (1999) **Petroleum Systems**. Eds. Treatise of Petroleum Geology, Handbook of Petroleum Geology.

MAGOON, L. B. (1995) The play that complements the petroleum system – a new exploration equation. **Oil and Gas Journal**, v. 93, no. 40, p. 85-87.

MENDONÇA, Paulo (2005) Geologia: Ciência e Tecnologia gerando Desenvolvimento para a Sociedade Brasileira. In: 9º SIMPÓSIO DE GEOLOGIA DO SUDESTE E 13º SIMPÓSIO DE GEOLOGIA DE MINAS GERAIS. Comunicação oral – palestra de encerramento. Niterói: UFF, 18-22 nov. 2005.

MINAYO, MARIA CECÍLIA DE SOUZA (1993) **O Desafio do Conhecimento**. São Paulo: Hucitec- Abrasco.

NEWENDORP, P. D.; SCHUYLER, J. (2000) **Decision Analysis for Petroleum Exploration – 2nd**. Planning Press, p. 606.

NEWENDORP, P. D. (1975) **Decision Analysis for Petroleum Exploration**. Tulsa: Petroleum Publishing Company, p. 608.

OLIVEIRA, Cláudio Brandão de (org.). **Constituição da República Federativa do Brasil de 1988, promulgada em 05 de outubro de 1988**. 11. ed. Rio de Janeiro: Roma Victor, 2007.

PASLEY, M.A.; WILSON, E.N.; ABREU, V.A.; BRANDÃO, M.G.P.; TELLES, A.S. (1998) Lower Cretaceous stratigraphy and source rock distribution in pre-salt basins of the South Atlantic—Comparison of Angola and southern Brazil, In: MELLO, M.R.; YILMAZ, P.O. (eds) RIO '98—PETROLEUM GEOLOGY IN A CHANGING WORLD, NOVEMBER 8–11, 1998. Rio de Janeiro, Brazil, extended abstracts, volume, p. 822–823.

PATIN, S. (2003) Decommissioning, abandonment and removal of obsolete offshore installations. In: **Environmental impact of the offshore oil and gas industry**. Offshore-environment.com 2003. Disponível em: < <http://www.offshore-environment.com/abandonment.html> >. Acesso em: 25 fev. 2007.

PEREIRA, A. C. (2000) **A Abertura do Mercado Brasileiro para Exploração e Produção de Petróleo**. Monografia de MBA, Fundação Getúlio Vargas.

PETERS, K. E.; CASSA, M. R. (1994) Applied Source Rock Geochemistry. **AAPG Memoir n. 69**, p. 93-120.

PETROBRAS (2006a) **Reservas provadas da Petrobras em 2005**. Fatos Relevantes Disponível em: < http://www2.petrobras.com.br/publicacao/imagens/2583_reservas_provadas_2005.pdf >. Acesso em 25 fev. 2007.

PETROBRAS (2006b) **Plano de Negócios 2007-2011**. Comunicados. Disponível em: < http://www2.petrobras.com.br/publicacao/imagens/2780_plano_de_negocios_2007__2011.pdf >. Acesso em 25 fev. 2007.

PORRAS, Enrique R. González (2002) La Economía Política de la Nueva Ley de Hidrocarburos. **Observatorio de La Economía Latinoamericana**. ISSN 1696-8352 Venezuela. Disponível em: < www.eumed.net/cursecon/ecolat/ve/egp-hidrocarburos.PDF >. Acesso em: 25 fev. 2007.

RABINOWITZ, P. D.; LABRECQUE, V. (1979) The Mesozoic South Atlantic Ocean and evolution of its continental margin. **Journal of Geophysical Research**, v. 84(B11), p. 5973–6002.

RAPOSO, A.; INKOLLU, M. (1998) Tertiary reservoirs in Congo-Kwanza-Namibe Basins. In: MELLO, M.R.; YILMAZ, P.O., eds. RIO '98 - PETROLEUM GEOLOGY IN A CHANGING WORLD, November 8–11. Rio de Janeiro, Brasil, extended abstracts volume, p. 668–669.

REGO, A. L. C.; PEDROSA, R. (2001) Regimes Fiscais no Setor Petrolífero: uma Análise Comparativa. **Petróleo & Gás Brasil**, v. 6, p.7-8. Disponível em: < http://www.gee.ie.ufrj.br/infopetro/pdf/2001_jun_petrogas.pdf >. Acesso em 25 fev. 2007.

RIO DE JANEIRO. Lei nº 1898, de 26 de novembro de 1991. Dispõe sobre a realização de auditorias ambientais. Publicada em 27/11/1991. Disponível em: <<http://alerjln1.alerj.rj.gov.br/CONTLEI.NSF/c8aa0900025feef6032564ec0060dff/37d62eca5455abbe03256521007accda?OpenDocument&Highlight=0,1898>>. Acesso em 25 fev. 2007

SALAZAR, M. (1990) Development of the El Furrial Field, Eastern Venezuela. **AAPG-1990**. Abstracts. Pág. 160.

SCHENK, C. S. (2001) **Estimates of possible petroleum and gas resources in Central American and South America**. EUA: USGS.

SCHIEFELBEIN, C.F.; ZUMBERGE, J.E.; CAMERON, N.R.; BROWN, S.W. (2000) Geochemical comparison of crude oil along the South Atlantic margin.

In: MELLO, M.R.; KATZ, B.J., eds. Petroleum systems of South Atlantic margins: American Association of Petroleum. **Geologists Memoir 73**, p. 15–26.

SCHIOZER, D. J.; LIGERO, E. L.; SUSLICK, S. B.; COSTA, A. P. A.; SANTOS, J. A. M. (2004) Use of Representative Models in the integration of Risk Analysis and Production Strategy Definition. **Journal of Petroleum Science & Engineering**, vol. 44, n. 1-2, p. 131-142.

SCHMOKER, J. W.; KLETT, T. R. (1999) U. S. Geological Survey assessment model for undiscovered conventional oil, gas, and NGL resources – The Seventh Approximation. **U. S. Geological Survey Bulletin 2165**, p. 7.

SCHUENEMEYER, J. H. (1999) Methodology. In: The Oil and Gas Resource Potential of the 1002 Area, Arctic National Wildlife Refuge, Alaska; Serviço Geológico dos Estados Unidos; **Open-File Report 98-34**. Disponível em: < <http://energy.cr.usgs.gov/OF98-34/ME.pdf> >. Acesso em: 25 fev. 2007.

SILVA, E. L. (2001) **Metodologia e elaboração de dissertação**. Florianópolis: Laboratório de Ensino a Distancia da UFSC.

SIQUEIRA, Cláudia (2006) A receita do sucesso. **Brasil Energia**, n. 313, dez. 2006, p. 20.

SNOW, J. H.; DORÉ, A. G.; DORN-LOPEZ, D. W. (1996) Risk analysis and full-cycle probabilistic modeling of prospects: a prototype system developed for the Norwegian shelf. In: DORÉ, A. G.; SINDING-LARSEN, R. (eds.). **Quantification and Prediction of Hydrocarbon Resources**. Norwegian Petroleum Society, Special Publication Number 6.

STABELL, C. (2005) **MiniCourse Play Assessment with GeoX 5.6.0” & “Assessment of Full Cycle Economic Value of Exploration Ventures**. Rio de Janeiro: Escritório Rio Geoknowledge. Nov 8 2005.

_____. (2004) Integrated Risk, Resource and Economic Value Assessment; On the Potential Importance of Requisite Modeling. PETEX 2004 CONFERENCE & EXHIBITION. London, UK. Disponível em: < http://www.geoknowledge.com/Petex_2004_Integrated_Risk_Resoucer_and_Economic_Value_Assessment.Extended_Abstract.Charles_Stabell.pdf >. Acesso em: 25 fev. 2007.

_____. (2003) Requisite Modeling for Prospectivity Assessment? Not too Simple and not too Complex. Decision and Risk Analysis in the Petroleum Industry 2003. AAPG INTERNATIONAL CONFERENCE & EXHIBITION TECHNICAL Program. Disponível em: < http://aapg.confex.com/aapg/barcelona/techprogram/paper_83495.htm >. Acesso em: 10 fev. 2007.

STARK, Pete (2007) Perspectives: The New International E&P Realities. NAPE International Forum. **IHS**. January 31, 2007.

STEPHENS, J. O. *et al.* (2000) Microbial permeability profile modification extends life of field. In: Petroleum Technology. **WorldOil Online Magazine**, May 2000. Disponível em: http://www.worldoil.com/magazine/magazine_link.asp?ART_LINK=00-05_ptd_microbial-stephens.htm >. Acesso em: 25 fev. 2007.

STOSUR, J. J. G. (1996) Enhanced oil recovery – the international perspective. In: DORÉ, A. G.; SINDING-LARSEN, R. (eds.). **Quantification and Prediction of Hydrocarbon Resources**. Norwegian Petroleum Society, Special Publication Number 6.

SUMMA, L. L.; GOODMAN, E. D.; RICHARDSON, M.; NORTON, I. O.; GREEN, A. R. (2003) Hydrocarbon systems of Northeastern Venezuela: plate through molecular scale-analysis of the genesis and evolution of the Eastern Venezuela Basin. **Marine and Petroleum Geology**, v. 20, p. 323–349.

SZATMARI, P. (2000) Habitat of petroleum along the South Atlantic margins. In: MELLO, M. R.; KATZ, B. J. (eds.). Petroleum systems of South Atlantic margins. **AAPG Memoir 73**, p. 69–75.

SZATMARI, P.; ZANOTTO, O.; FRANÇOLIN, J.; WOLFF, S. (1985) Rifting and early tectonic evolution of the equatorial Atlantic. Abstracts with Programs. GSA 98TH ANNUAL MEETING, p. 731.

THOMAS, J. E. (org.) (2001) **Fundamentos da Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência.

UNFC – United Nations Framework Classification for Energy and Mineral Resources. UNECE, s/d. Disponível em: < <http://www.unece.org/ie/se/pdfs/UNFCUNFCemr.pdf> >. Acesso em 25 fev. 2007.

UNGERER, P.; BURUS, J.; DOLIGEZ, B.; CHÉNET, P. Y.; BESSIS, F. (1990) Basin evaluation by integrated two-dimensional modeling of heat transfer, fluid flow, hydrocarbon generation, end migration. **AAPG Bulletin**, n. 74(3), p. 309-335.

VAIL, P. R.; MITCHUM, R. M. Jr.; TODD, R. G.; WIDMIER, J. M.; THOMPSON, S., SANGREE, J. B.; BUBB, J. N.; HATLELID, W. G. (1977) Seismic stratigraphy and global changes of sea level. In: Payton, C. E. (org.) Seismic Stratigraphy – Applications do Hydrocarbon Exploration, **AAPG Memoir 26**, p. 49-212.

VENEZUELA Constitución de la República Bolivariana de Venezuela. Publicada en Gaceta Oficial del jueves 30 de diciembre de 1999, n°. 36.860.

_____. Decreto n.º 1.510, de 02 de noviembre de 2001 - Decreto con fuerza de ley organica de hidrocarburos. Gaceta Oficial n° 37323 de 13/11/2001.

_____. Decreto con Fuerza de Ley de Reforma Parcial de la Ley de Impuesto Sobre la Renta. Gaceta Oficial n°. 5557, de 13/11/2001.

_____. Decreto n°. 840. Reglamento de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos. Gaceta Oficial n°. 5471 Extraordinario, de 05/06/2000.

_____. Decreto n°. 310, de 12 de Septiembre de 1999. Decreto con rango y fuerza de ley orgánica de hidrocarburos gaseosos. Gaceta oficial n°. 36.793, de 23/09/ 1999.

_____. Decreto n°. 1.316. Reglamento sobre la Conservación de los Recursos de Hidrocarburos. Gaceta Oficial n°. 28.851, de 13/02/1969.

_____. Ley que establece el impuesto al valor agregado. Gaceta oficial n°. 5601, Ext. De 30/08/2002.

_____. Ley de impuesto sobre la renta. Gaceta oficial n°. 5566, de 28/12/2001.

_____. Ley de asignaciones económicas especiales para los Estados y el distrito metropolitano de Caracas derivadas de minas e hidrocarburos. Gaceta Oficial n° 37086 de 27-11-2000.

_____. Ley sobre la eliminacion gradual de los valores Fiscales de exportacion aplicables a las Exportaciones de hidrocarburos. Gaceta Oficial n° 35.243, de 30/06/1993.

_____. Ley Orgánica que reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos .Gaceta Oficial (E) 1.769 de fecha 29/08/1975.

_____. Ley por la cual se establece un fondo destinado a la Investigacion en materia de hidrocarburos y Formacion de personal tecnico para la industria de Dichas sustancias. Gaceta Oficial n°. 30.017 de 25/01/1973.

_____. Ley que crea la dirección de bienes afectos a Reversión en el ministerio de minas e hidrocarburos. Gaceta Oficial n°. 29.87711 de Agosto de 1972.

WE2000 (2000a) **U.S. Geological Survey World Petroleum Assessment 2000 — Description and Results**. U.S. Geological Survey World Energy Assessment Team. Disponible em: < <http://energy.cr.usgs.gov/WEcont/regions/reg6/p6/tps/AU/603512kp.pdf> >. Acceso em: 25 fev. 2007.

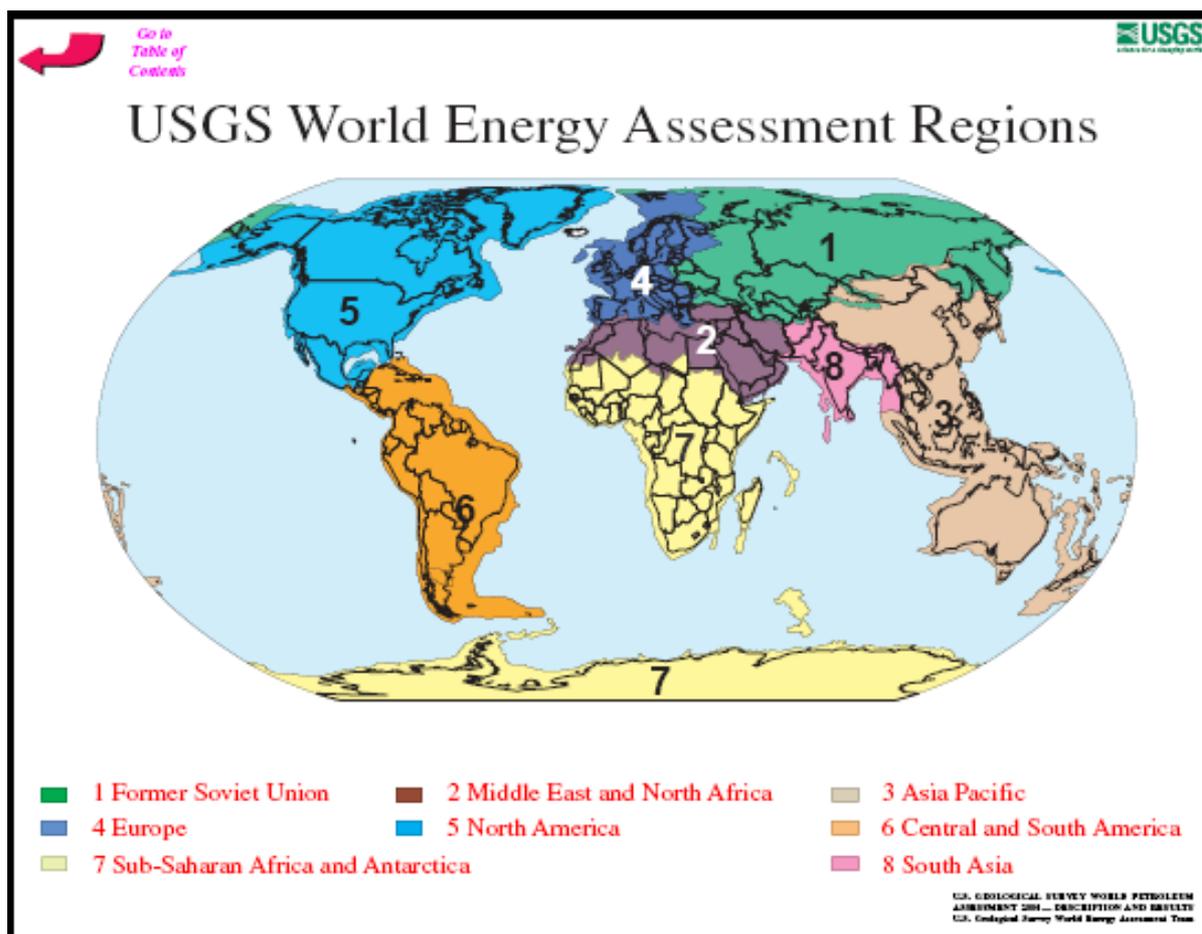
WE2000 (2000b) **U.S. Geological Survey World Petroleum Assessment 2000 — Description and Results**. U.S. Geological Survey World Energy Assessment Team. Disponible em: < <http://energy.cr.usgs.gov/WEcont/regions/reg6/p6/tps/AU/au603512.pdf> >. Acceso em: 25 fev. 2007.

WE2000 (2000c) **U.S. Geological Survey World Petroleum Assessment 2000 — Description and Results**. U.S. Geological Survey World Energy Assessment Team. Disponível em: < <http://energy.cr.usgs.gov/WEcont/world/woutsum.pdf> >. Acesso em: 25 fev. 2007.

WHITE, D. A.; GEHMAN, H. M. (1979) Methods of Estimating Oil and Gas resources. **AAPG Bulletin**, v. 63, n. 12, p. 2183-2192.

WHITE, D. A. (1988) Oil and Gas Play Maps in Exploration and Assessment. **AAPG Bulletin**, v. 72, n. 8, p. 944-949.

ANEXO I



ANEXO II

 [Go to Table of Contents](#)  [Go to Index map](#)  [Click here or on this symbol in the toolbar to return.](#)

Central and South America Region 6

- [Regional Geologic Summary](#)
- [Country Assessment Output Summary](#)
- [Region Assessment Output Summary](#)
- [Assessed Geologic Provinces](#)

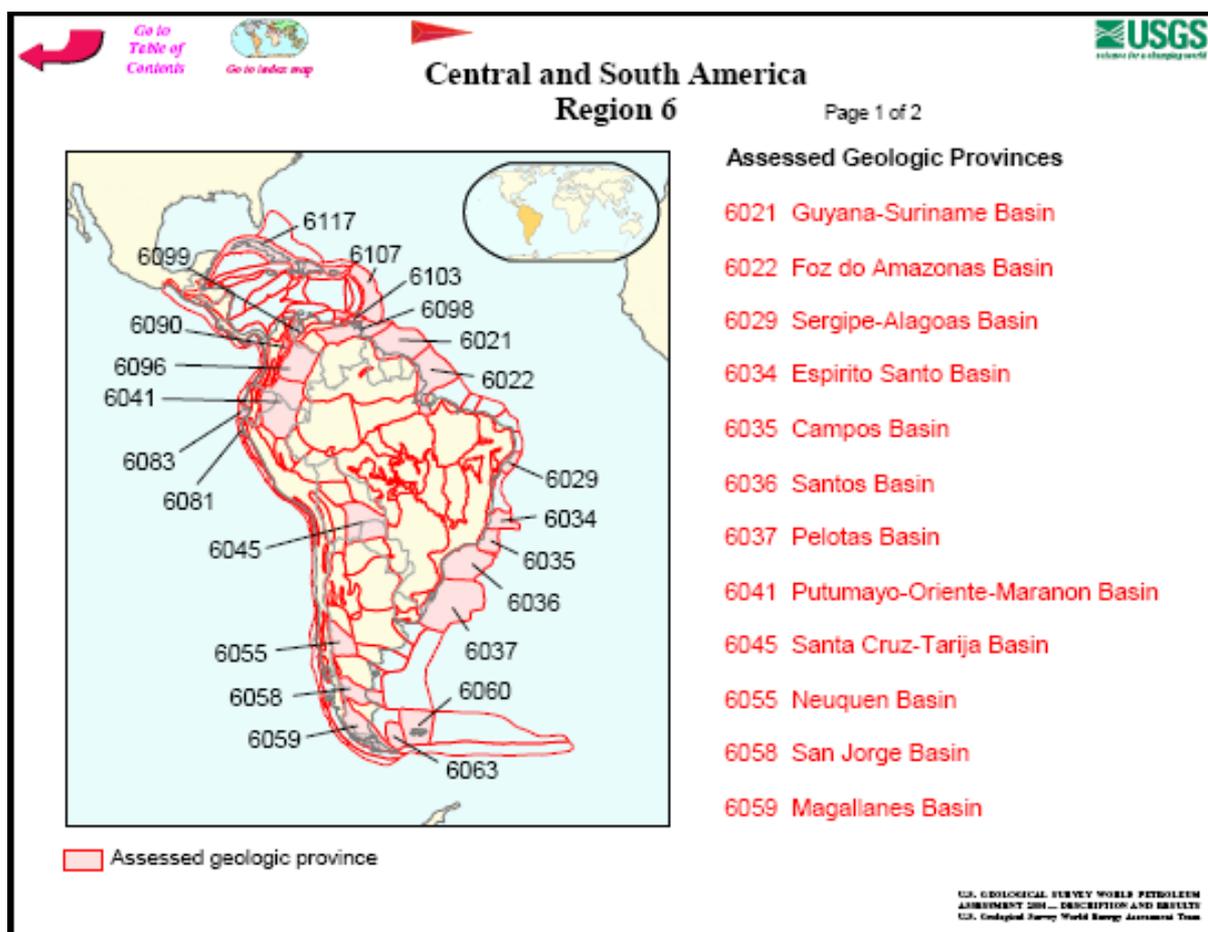


 Assessed geologic province

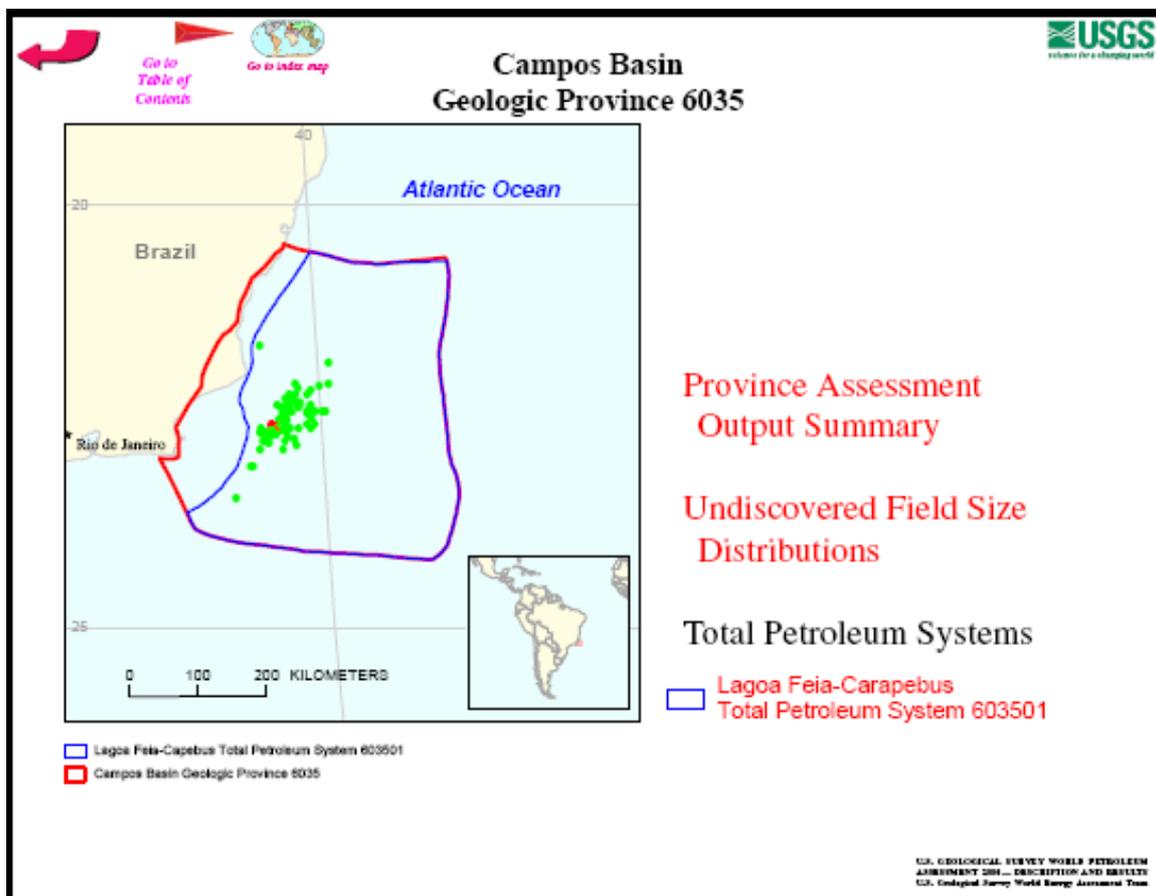
 **USGS**
advance our knowledge of the earth

U.S. GEOLOGICAL SURVEY WORLD PETROLEUM
ASSESSMENT 2003... DESCRIPTION AND RULES
U.S. Geological Survey World Energy Assessment Team

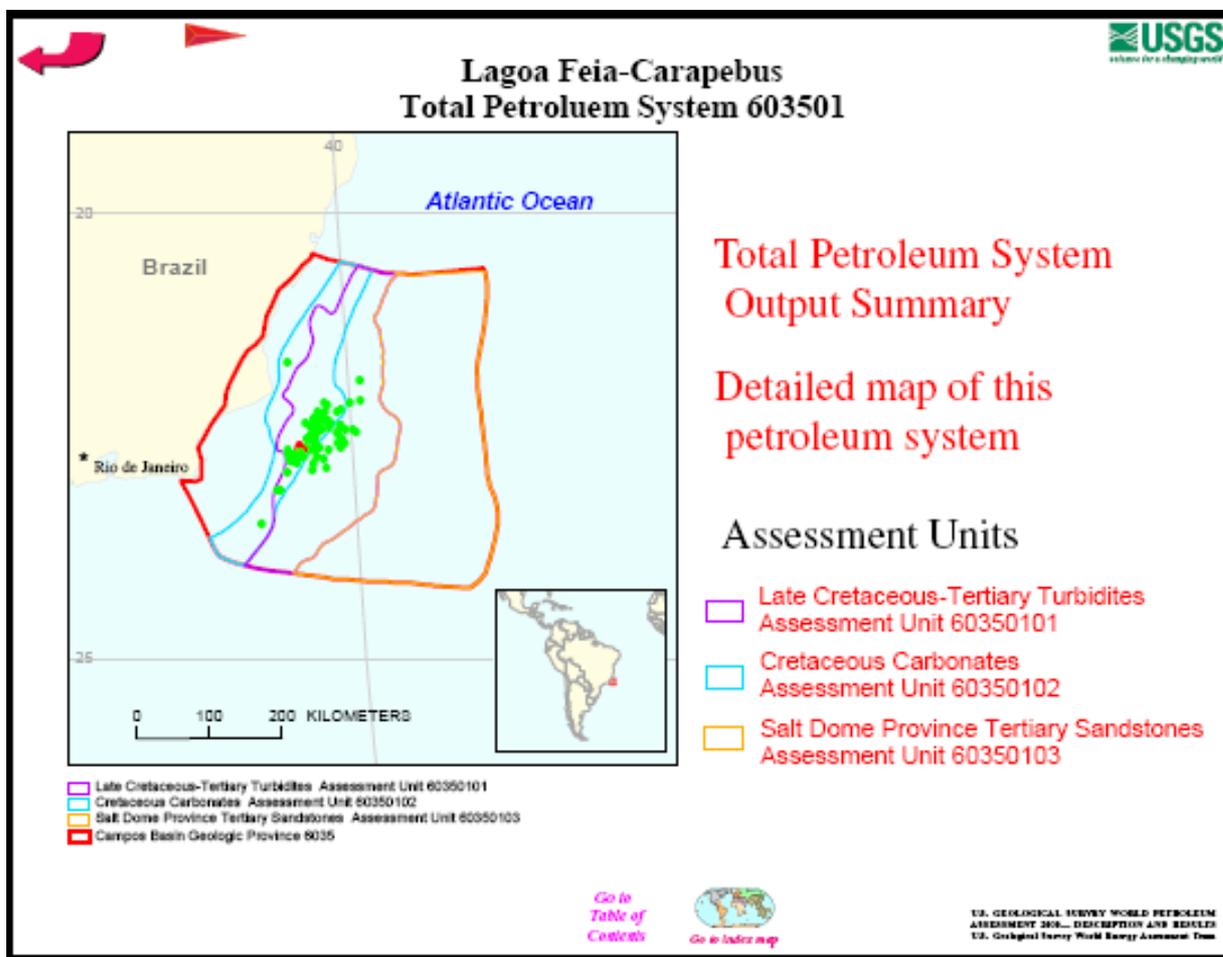
ANEXO III



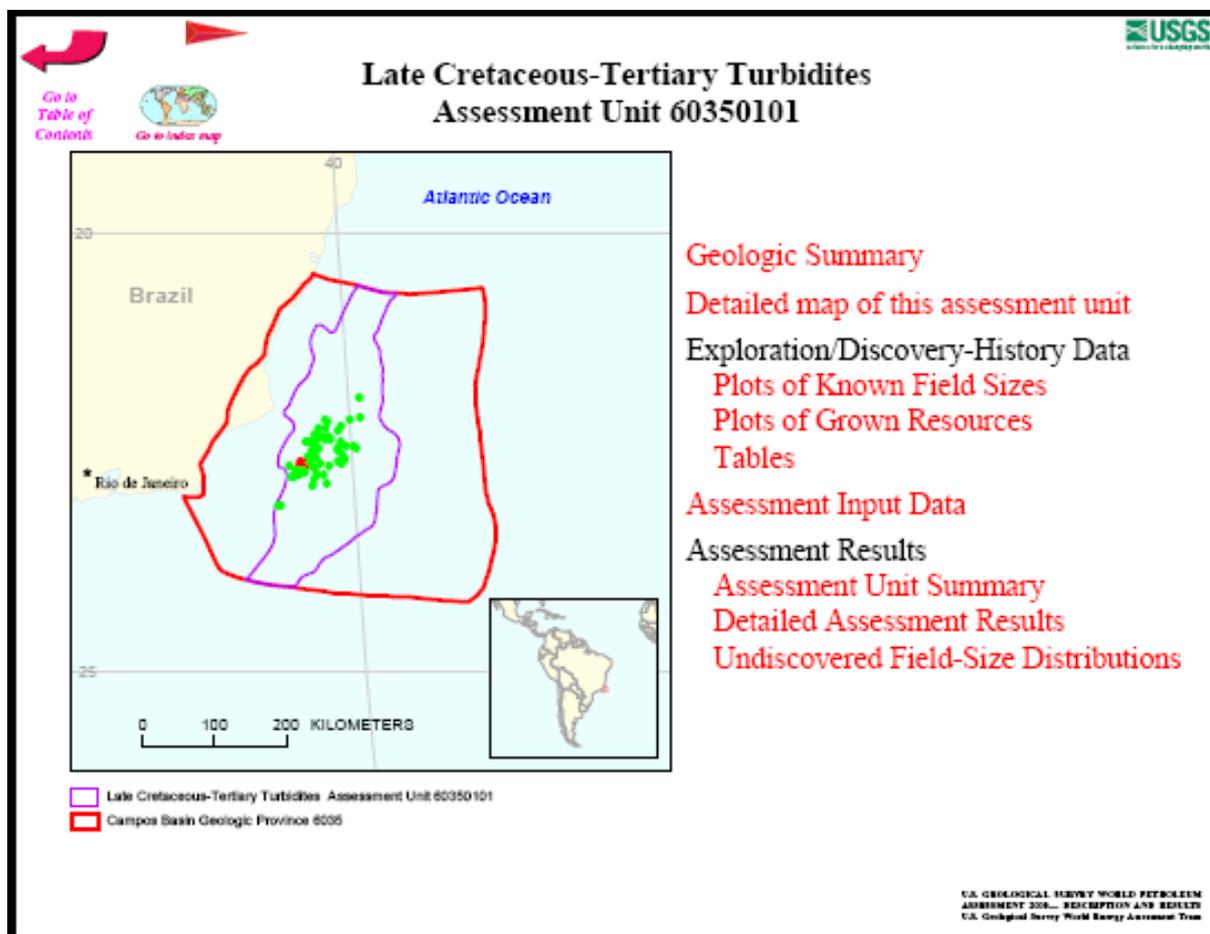
ANEXO IV



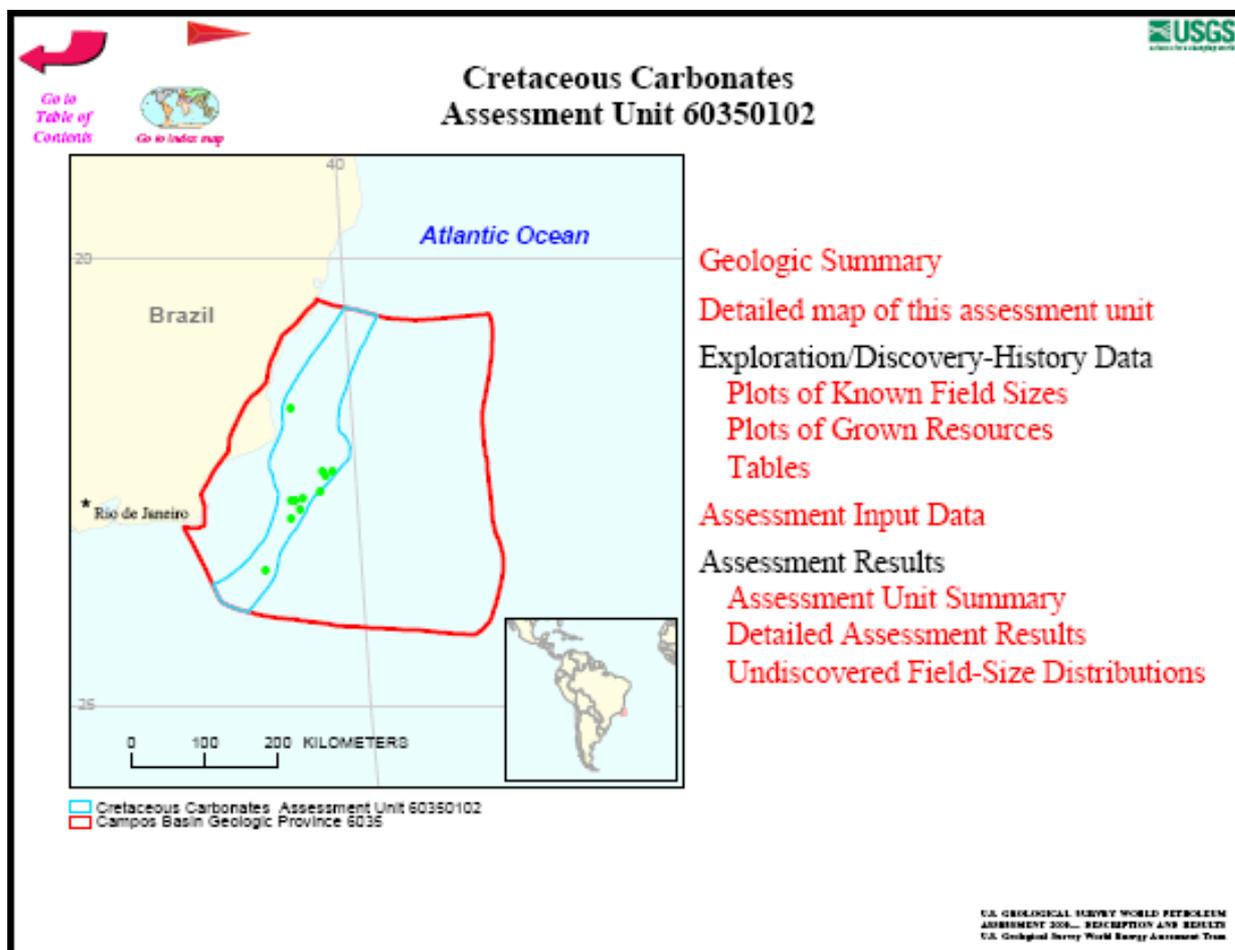
ANEXO V



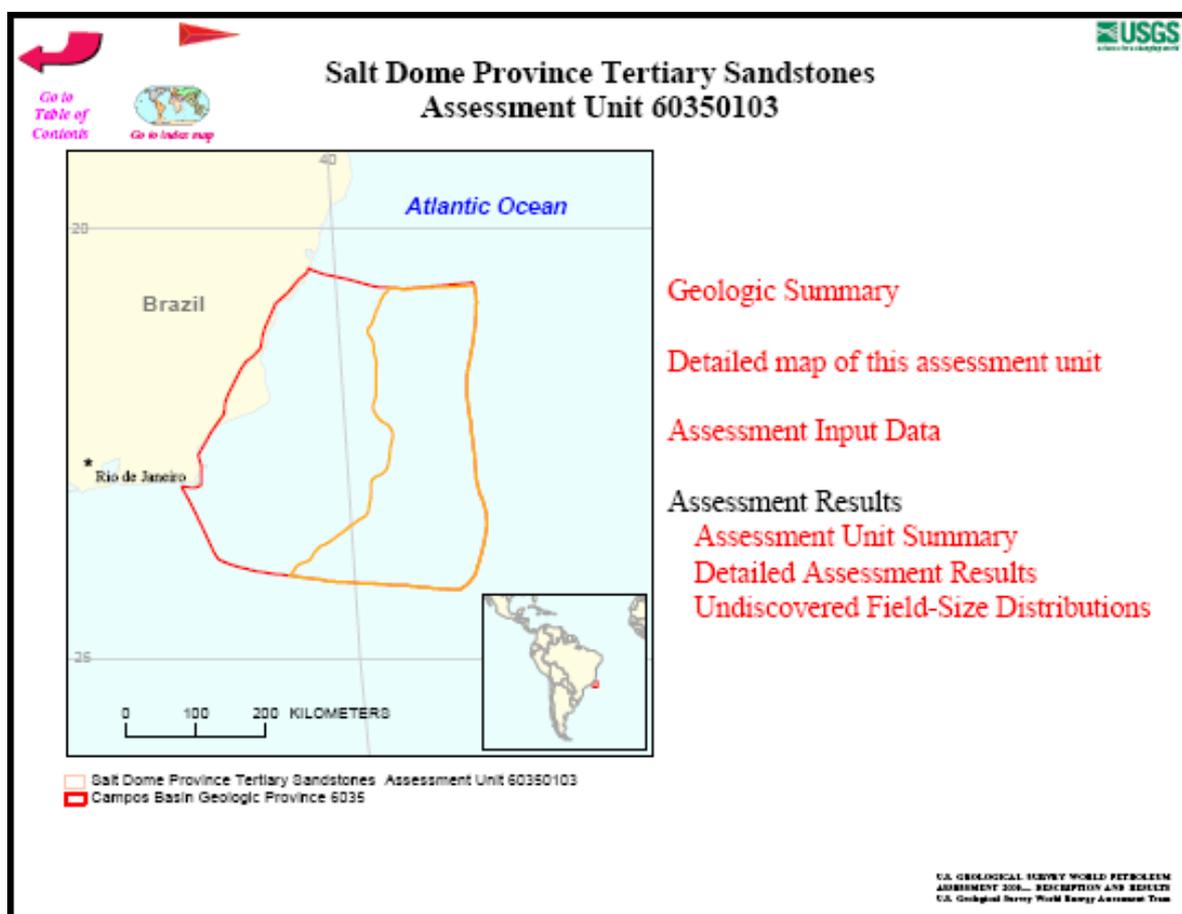
ANEXO VI



ANEXO VII



ANEXO VIII



ANEXO IX

