



Universidade do Estado do Rio de Janeiro
Centro de Tecnologia e Ciências
Faculdade de Geologia

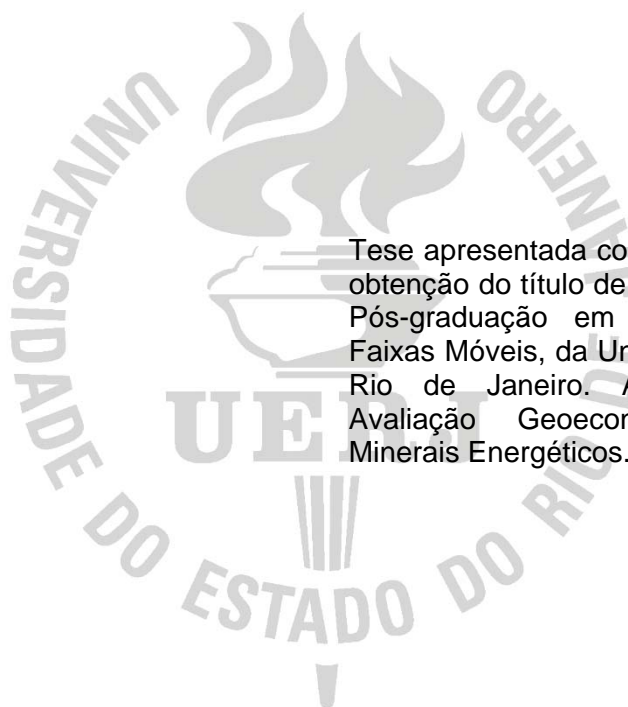
Francisco de Assis Dourado da Silva

A influência da descoberta do pré-sal na economia fluminense

Rio de Janeiro
2010

Francisco de Assis Dourado da Silva

A influência da descoberta do pré-sal na economia fluminense



Tese apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Doutor, ao Programa de Pós-graduação em Análise de Bacias e Faixas Móveis, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração Avaliação Geoeconômica de Recursos Minerais Energéticos.

Orientador: Prof. Dr. Hernani Aquini F. Chaves

Rio de Janeiro

2010

CATALOGAÇÃO NA FONTE
UERJ/REDE SIRIUS/CTC/C

S586 Silva, Francisco de Assis Dourado da
A Influência da descoberta do pré-sal na economia
fluminense / Francisco de Assis Dourado da Silva. – 2010.
117 f. : il.

Orientador : Hernani Aquini Fernandes Chaves

Tese (doutorado) – Universidade do Estado do Rio de
Janeiro, Faculdade de Geologia.

1. Petróleo – Comércio – Teses. 2. Desenvolvimento
econômico – Norte fluminense, Região (RJ) – Teses. 3.
Economia regional – Norte Fluminense, Região (RJ) .– Teses.
I. Chaves, Hernani Aquini Fernandes. II. Universidade do
Estado do Rio de Janeiro. Faculdade de Geologia. III. Título.

CDU 553.982:338(815.3)

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

Francisco Dourado

Data

Francisco de Assis Dourado da Silva

**A influência da descoberta do Pré-Sal na economia
fluminense**

Tese apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Doutor, ao Programa de Pós-graduação em Análise de Bacias e Faixas Móveis, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração Avaliação Geoeconômica de Recursos Minerais Energéticos.

Aprovado em 06 de Dezembro de 2010

Banca examinadora:

Prof. Dr. Hernani A. F. Chaves (Orientador)
Faculdade de Geologia da UERJ

Prof. Dr. Sergio Bergamaschi.
Faculdade de Geologia da UERJ

Dr. Joaquim Ferreira Vieira Levy
Bradesco Asset Management

Dr. Sergio Henrique S. Almeida
Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Prof. Dr. Lucio Carramillo Caetano
Departamento de Geologia da UFRRJ

Rio de Janeiro

2010

DEDICATÓRIA

“Você é assim
Um sonho pra mim
E quando eu não te vejo
Eu penso em você
Desde o amanhecer
Até quando eu me deito...”

Eu gosto de você
E gosto de ficar com você
Meu riso é tão feliz contigo
O meu melhor amigo
É o meu amor...

E a gente canta
E a gente dança
E a gente não se cansa
De ser criança
A gente brinca
Na nossa velha infância...

Seus olhos meu clarão
Me guiam dentro da escuridão
Seus pés me abrem o caminho
Eu sigo e nunca me sinto só...”

Velha Infância, Os tribalistas

A minha esposa Virginia pela
paciência, companheirismo,
dedicação, admiração e incentivo,
agradeço e dedico todo este
trabalho.

AGRADECIMENTOS

A história desta tese começa em **Manaus** na casa de meus pais **Ozidio e Graça** que foram fundamentais na construção do meu caráter. Ajudou o valor que vi meu avô **Ananias** dar ao Conhecimento, formal ou não. Tenho certeza que eles me deram tudo, e um pouco mais, do que era possível para eles. Fui para escola já alfabetizado pela minha mãe, até “ler” sem olhar eu sabia. Fiz o primeiro grau no **Centro Educacional Eduardo Ribeiro** com bolsa de estudo, era passar ou ir para a escola pública. Terminei sem sequer uma nota vermelha. Fiz a prova para a **Escola Técnica de Mineração**, onde cursei o segundo grau, e devido às boas notas pude escolher onde fazer o estágio final obrigatório. Escolhi fazer o estágio no **Laboratório de Proteção Radiológica**, em **Pitinga** no **Amazonas** a 400 km de Manaus no meio da Floresta Amazônica, ainda lembro-me do primeiro *paper* em inglês que li. Após o estágio fui contratado e lá trabalhei por quase dois anos. Nesse laboratório conheci o Professor **Carlos Eduardo** que pagou uma promessa e me deu a oportunidade de fazer Ciência no **Laboratório de Ciências Radiológicas** na **Universidade do Estado do Rio de Janeiro** onde havia passado no vestibular de **Física** (sem cursinho e na primeira tentativa). Fui morar com uma tia, a **Concei**, que tinha entrando na menopausa, mas que depois ficou feliz e junto com o tio **Miguel**, me deram muita força, em muitos os aspectos. Por causa dessa bolsa fui duas vezes à **Antártica**. Na faculdade apareceu um amigo, o **Paulo**, que dividiu comigo primeiro um pulgueiro e depois um apartamento. Nessa época conheci a **Lena**, uma grande amiga, e uma outra pessoa que depois tomou uma importância tão grande nesse caminho que ganhou, só para ela, uma página na tese. Dois anos depois e alguns cursos de Cálculo I pedi transferência para o curso de **Geologia**. No curso, houve muitos professores, alguns para esquecer e outros para lembrar para sempre. Teve o **Henrique** me fez estagiar um semestre sem receber nada, para quem tava duro foi uma eternidade, depois foi meu orientador no trabalho final de graduação e se tornou um amigo. Houve os colegas de turma que se intitulavam da “diretoria”, mas que mais parecia uma “máfia”, o chefe da gangue era o **Pelé** (Anderson) e tinha o **Gaúcho** (Paulo), o **Chapolim** (Vinicius), o **Cachaça** (Maurício), **D2** (Rodrigo) e o **Samuca** (Samuel) que com o tempo se tornaram amigos. Alguns amigos da faculdade ficaram pelo caminho como o **Léo** e o **Dalmo**. Aí, aquela pessoa que falei

uns parágrafos atrás volta para história, a **Virginia**, e me caso com ela. Tiveram outros que com certeza deveriam ser lembrados nesse momento, mas o tempo e a memória me traíram. Formei-me em geologia e fui trabalhar. Um mês fora e dez dias em casa. Um ano corrido de casamento só rolou lá pelo terceiro ano. Fazer Ciência, só uma vez ou outra, quando o **Braga** precisava de ajuda em artigos científicos. Então passei no concurso para o **Departamento de Recurso Minerais** e o que eu achei que seria uma bolsa de mestrado e doutorado melhorada se tornou um trabalho apaixonante que em breve, com pesar, irei deixar. Ah o DRM! Aonde nós poderíamos ter chegado... Tudo bem, no caminho a gente sempre encontra quem quer ajudar. No DRM teve o **Antônio**, o **Boneco** (Felipe), o **Luis**, o **Rodolfo**, a **Ana Paula Ferreira**, a **Marília**, o **Marcio** e o **Nilton** e outros mais. Ajudando também apareceram alguns colegas da época da faculdade: o **Miguel**, a **Josiane**, a **Eliane** e o Gaúcho também estava nessa. Nesse meio tempo fiz o mestrado onde o **Miguel Mane** foi orientador e amigo. Falando em amigos, aqui eu abro um parêntesis: **Sergio Majdalani**. Começou como diretor, tornou-se colega, virou amigo e por fim foi quase um tutor, não sei se esse é o termo certo, mas seja lá qual for, nesses últimos anos ele sempre me escutou e me aconselhou quando precisei. Aí veio o doutorado e quem aceitou o desafio de orientar esse cabeça-dura foi o professor **Hernani Chaves**. Um ótimo orientador, que conduziu sem mostrar que estava conduzindo. Na universidade o **José Otávio** foi importante nas discussões, o **Cleveland** que além de ótimas sugestões me ajudou no GeoX e o **Sergio Bergamashi** com a leitura crítica. Algumas pessoas que nem desconfiam, mas foram fundamentais no amadurecimento das discussões que apresento nessa tese e que não poderiam ser esquecidas foram a **Renata Cavalcante**, **Julio Bueno**, **Luis Cidade**, **Luis Otávio**, **Jonas Fonseca** e **Wagner Freire**. Além dos demais membros da banca **Joaquim Levy**, **Sergio Henrique**, **Lucio Carramillo** e **Nely Palermo** que disponibilizaram seu tempo para leitura do trabalho e os arranjos nas agendas para poderem participar da apresentação.

A todos eles agradeço a ajuda.

Trabalhei, trabalhei, trabalhei.
Cansei.
Finalmente terminei.
E agora o que vou fazer?

“Devia ter amado mais, ter chorado mais
Ter visto o sol nascer
Devia ter arriscado mais e até errado mais
Ter feito o que eu queria fazer
Queria ter aceitado as pessoas como elas são
Devia ter complicado menos, trabalhado menos
Ter visto o sol se pôr
Devia ter me importado menos com problemas pequenos
Ter morrido de amor
Queria ter aceitado a vida como ela é”
(Epitáfio, Titãs)

Uma longa jornada se começa com o primeiro passo, cada um por
vez e um após o outro. Enfrentando os problemas de forma
determinada, contornando os que forem intransponíveis.
(Reflexões pessoais sobre um provérbio chinês)

RESUMO

DOURADO, Francisco. *A influência da descoberta do pré-sal na economia fluminense*. 117 f. Tese (Doutorado em Geologia) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010

Assim como o setor de petróleo é importante para a economia do estado do Rio de Janeiro, o estado é importante para o setor de petróleo nacional. As Participações Governamentais, que incluem os Royalties e a Participação Especial, são a segunda maior arrecadação do estado (12% do total), perdendo apenas para a arrecadação do ICMS (51%). Do que é arrecadado em ICMS 11% é oriundo do setor do petróleo. Com isto, 18% de toda a arrecadação do Governo do estado vem do setor de petróleo. Essa participação poderia ser ainda maior se não houvesse a isenção da cobrança do ICMS na exportação da produção do petróleo e seus derivados. Nesse caso, a participação do setor petróleo no ICMS saltaria para 40%. Em números absolutos a arrecadação poderia ser de R\$ 10 bilhões, o dobro da atual arrecadação em Participações Governamentais. Por outro lado, hoje em 2010, 82% da produção e 81% das reservas provadas nacionais estão na plataforma continental fluminense. Com a descoberta do Pré-Sal a produção nacional de petróleo e as reservas provadas poderão dobrar nos próximos anos, com isto a participação do Rio de Janeiro na produção e nas reservas poderá ultrapassar 95%. Apenas em pagamento de Participações Governamentais para União, Estado e Municípios os valores ultrapassariam a cifra de R\$ 4 trilhões. Esta é a maior oportunidade de crescimento, desenvolvimento e atração de investimentos que o estado do Rio de Janeiro e seus municípios, ou outro qualquer estado ou município da federação, já teve em toda a História brasileira. Serão investidos nos próximos quatro anos mais de US\$ 212 bilhões no setor de petróleo no Brasil e boa parte desses investimentos podem ser realizados dentro do Rio de Janeiro, já que grande parte desses investimentos será na porção fluminense (60% da área total) da área delimitada como Pré-Sal pelo Governo Federal. Serão diversas oportunidades para o estado avançar na melhoria da qualidade dos cidadãos e na infra-estrutura disponibilizada. Mas como toda a oportunidade é seguida de ameaças, as grandes montas de recursos envolvidos atraíram a atenção dos governantes e parlamentares de outros estados e do próprio Governo Federal, que criaram algumas ameaças para essas oportunidades como a mudança do Marco Regulatório do Petróleo, mas por outro lado abriram novas oportunidades tal como uma chance para a mudança na isenção do ICMS. No pior dos cenários o estado do Rio de Janeiro e seus municípios perderão mais que 97% dos Royalties e Participação Especial. Porém as oportunidades são maiores que as ameaças. Os recursos que podem advir do ICMS, dos investimentos das operadoras e das empresas de serviços e o número de empregos que poderão ser gerados compensam em muitas vezes as perdas em Royalties e Participação Especial. O cuidado que o estado do Rio de Janeiro e seus municípios devem ter é de não perder essas oportunidades de crescimento e desenvolvimento econômico e social, atentando para o *timing* das ações.

Palavras-chave: Royalties do petróleo. Participação especial. Economia do Rio de Janeiro.

ABSTRACT

Just as the oil sector is important to the economy of Rio de Janeiro State, the State plays an important role in the national oil sector. The Government Participation Taxes, which includes the Royalties and the Special Participation Tax, are the second largest inflow taxes for the state (12% of total), second only to the ICMS (Circulation of Goods and Services Tax, like as VAT) with 51% of participation. From the total ICMS, 11% are from the petroleum sector, totaling 18% for all inflow taxes of state Government. This contribution could be higher if there was no exemption from charging ICMS on export, between states, of oil and its derivatives. In this case, the participation of the oil sector would jump to 40% of ICMS. In absolute numbers the revenues could be R\$ 10 billion, double the current inflow taxes from the Government Participation Taxes. On the other hand, today (2010), 82% of oil production and 81% of Brazilian proved reserves are in off-shore of Rio de Janeiro State. With the discovery of Pre-Salt, the national oil production and proved reserves could double in coming years, while the Rio de Janeiro's share in production and proved reserves will exceed 95%. Only the payment of Government Participation Taxes to the Federal, State and Municipal Governments would exceed of R\$ 4 trillion. This is the greatest opportunity for growth, development and attracts investments that the state of Rio de Janeiro or any other Brazilian state has had throughout Brazilian history. Over the next four years more than US\$ 212 billion will be invested by the oil industry in Brazil and most of these investments should be realized in the Rio de Janeiro, since most of these investments will be in off-shore Rio de Janeiro's (60% of total area) of the area marked as Pre-Salt Area by the Federal Government. There will be several opportunities for the Rio de Janeiro state to improve the life quality of citizens and the available infrastructure. But as every opportunity is followed by threats, the large amounts of money involved have attracted the attention of governments and parliamentarians from other states and the Federal Government too, like as the change of the Oil's Regulatory Framework, but also open a new opportunity for change in the ICMS exception oil's criteria. In the worst scenario the state of Rio de Janeiro and its municipalities will lose more than 97% of the Royalties and Participation Special Tax. However, the opportunities are greater than the threats. Resources that may come from the ICMS, investments of operators and service companies and the high number of jobs that can be generated often outweigh the losses in Royalties and Participation Special Tax. Care must be taken by the Rio de Janeiro State and its municipalities to not miss these opportunities for growth and economic and social development, paying attention to the timing of actions.

Keywords: Royalties. Government participation taxes. Economy of Rio de Janeiro State.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Principais reservas de petróleo e seus consumidores.	32
Tabela 2 – Tipos de acordos comerciais na indústria do petróleo no mundo	35
Tabela 3 – <i>Government take</i> e os tipos de contrato no mundo.....	41
Tabela 4 – Distribuição integrada dos Royalties relativos à produção de petróleo em plataforma continental	45
Tabela 5 – Campos cedidos pela União à Petrobras para sua capitalização	63
Tabela 6 – Alterações da distribuição de Royalties e Participação Especial baseadas na emenda Ibsen	65
Tabela 7 – Impacto financeiro no recebimento de Royalties e PE para o estado do Rio de Janeiro e seus municípios baseado na emenda Ibsen	65
Tabela 8 – Alteração nas alíquotas de distribuição dos <i>Royalties</i>	66
Tabela 9 – Simulação do impacto financeiro para o Estado do Rio de Janeiro e seus municípios baseado na mudança nas alíquotas dos Royalties proposta no Relatório Final da Comissão Especial.....	67
Tabela 10 – Matriz de investimento e risco de um projeto de E&P de petróleo	76
Tabela 11 – Áreas de prospecção na Camada Pré-Sal da Bacia de Santos	88
Tabela 12 – Prospectos utilizados na simulação para toda área do Pré-Sal	94
Tabela 13 – Prospectos utilizados na simulação do Cluster de Tupi	99
Tabela 14 – Síntese das Participações Governamentais no ano de 2009.....	106
Tabela 15 – Síntese das Participações Governamentais de 1999 a 2009.....	106

Tabela 16 – Acumulado das participações Governamentais de 1999 a 2009	108
Tabela 17 – Simulação da arrecadação de Royalties e Participação Especial considerando as reservas provadas e possíveis em blocos já concedidos em território fluminense.....	114
Tabela 18 – Diferença de arrecadação para os beneficiários entre o regime de concessão e o regime de partilha em território fluminense em áreas já licitadas.	114
Tabela 19 – Arrecadação no regime de partilha em território fluminense em áreas não licitadas.	115
Tabela 20 – Diferença de arrecadação para os beneficiários entre o regime de concessão e o regime de partilha em território fluminense em áreas não licitadas.	116
Tabela 21 – Comparação entre áreas em exploração <i>versus</i> as áreas declaradas comerciais e entre áreas concedidas à PETROBRAS <i>versus</i> as áreas concedidas à outras operadoras	120

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 –	Distribuição espacial dos tipos de contrato na indústria do petróleo	36
Figura 2 –	Distribuição dos Royalties relativos à produção na plataforma continental.....	46
Figura 3 –	Cronograma de pagamento dos Royalties	47
Figura 4 –	Fluxograma de pagamento dos Royalties	47
Figura 5 –	Beneficiários da Participação Especial.....	48
Figura 6 –	Fases de um projeto de exploração e produção de petróleo ou gás natural	75
Figura 7 –	Sistema petrolífero	79
Figura 8 –	Escala de conversão de chances qualitativas em probabilidades quantitativas	81
Figura 9 –	Categorias de Risco Geológico.....	82
Figura 10 –	Área representada pelos poços e área a ser interpolada em uma simulação numérica	84
Figura 11 –	Fluxo para o cálculo do volume recuperável de hidrocarbonetos utilizado no GeoX.....	85
Figura 12 –	Limites da área do Pré-Sal.....	89
Figura 13 –	Perfil sísmico interpretado de uma seção na área do pré-sal	90
Figura 14 –	Amostras da Rocha Reservatório da área de Tupi.	91
Figura 15 –	Estromatólitos atuais de Lagoa Salgada - RJ.	91

Figura 16 – Área de simulação - toda a área do Pré-Sal segundo a Proposta de Lei 5.938/08	95
Figura 17 – Distribuição temporal das descobertas na área do Pré-Sal	96
Figura 18 – Resultados da simulação para toda área do Pré-Sal	96
Figura 19 – Área de simulação – o <i>cluster</i> de Tupi	100
Figura 20 – Distribuição temporal das descobertas na área do <i>cluster</i> de Tupi....	101
Figura 21 – Resultados da simulação para o <i>cluster</i> de Tupi.....	101
Figura 22 – Plano de produção da PETROBRAS 2010-2014-2020.....	111
Figura 23 – Distribuição por área de negócios dos investimentos no período de 2010 a 2014	122
Figura 24 – Distribuição dos investimentos no Pré-Sal e no Pós-Sal no período de 2010 a 2014	122
Figura 25 – Escoamento da produção de Tupi e Tambaú/Uruguá.....	124
Figura 26 – Novos projetos de produção	124
Figura 27 – Contratação na Indústria Naval	125
Figura 28 – Contratação e aquisição de equipamentos	125
Figura 29 – Demanda de mão de obra para a execução do Plano de Negócios 2010-2014 da Petrobras.....	126

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 -	Evolução das reservas provadas e estimativas para 2010	28
Gráfico 2 -	Produção diária de petróleo e a dependência de importação	29
Gráfico 3 –	Simulação da produção de petróleo no Brasil de 2000 a 2030	30
Gráfico 4 –	Perfil das fontes de energia mundial e no Brasil	31
Gráfico 5 –	Demanda x Oferta de petróleo no mundo	33
Gráfico 6 –	Arrecadação desde 2000 em Bônus de Assinatura	50
Gráfico 7 –	Participação do estado do Rio de Janeiro no PIB brasileiro.....	103
Gráfico 8 –	Participação das Participações Governamentais na arrecadação do Estado do Rio de Janeiro	104
Gráfico 9 –	Participação do setor de petróleo na arrecadação de ICMS no Estado do Rio de Janeiro	104
Gráfico 10 –	Comparação entre os valores médios de Produção e o Preço do Petróleo e a Arrecadação anual de Royalties no Estado do Rio de Janeiro	107
Gráfico 11 –	Comparação entre as médias anuais da Taxa de Câmbio e o Preço do Petróleo.....	109
Gráfico 12 –	Taxa de desvalorização do preço médio de venda do petróleo nacional e o petróleo tipo Brent.....	111
Gráfico 13 –	Aumento da participação do setor de petróleo no total arrecadado em ICMS no RJ, caso não houvesse um sistema de cobrança diferenciado	118

Gráfico 14 – Áreas em exploração versus áreas em produção, por operador na plataforma continental do Estado do Rio de Janeiro 119

LISTA DE SIGLAS E ABREVIações

ABIMAQ	Associação Brasileira da Indústria de Máquinas e Equipamentos
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
API	American Petroleum Institute
boe	barris de óleo equivalente
Mboe	milhões barris de óleo equivalente
bboe	bilhões de barris de óleo equivalente
bpd	barris por dia
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento
CNP	Conselho Nacional do Petróleo
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COPOM	Comitê de Política Monetária do Banco Central do Brasil
E&P	Exploração & Produção
e.g.	Exempli Gratia
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FPSO	Floating Production Storage and Offloading
FVF	Formation Volume Factor
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IBP	Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IOC	International Oil Company
IPVA	Imposto sobre Veículos Automotores
IRRF	Imposto de Renda Retido na Fonte
mbpd	milhares de barris por dia

Mbpd	milhões de barris por dia
MME	Ministério de Minas e Energia
MMA	Ministério do Meio Ambiente
NOC	National Oil Company
NPD	Norwegian Petroleum Directorate
ONIP	Organização Nacional da Indústria do Petróleo
PE	Participação Especial
PIB	Produto Interno Bruto
p.p.	pontos percentuais
PROMINP	Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural
SH	Hydrocarbon saturation
SS	Plataforma Semi-Submersível
TLD	Teste de Longa Duração
TLWP	Tension-Leg Wellhead Platform
VPL	Valor Presente Líquido
VME	Valor Monetário Esperado
WTI	West Texas Intermediate

SUMÁRIO

	INTRODUÇÃO	20
1	O PETRÓLEO	24
1.1	História	24
1.2	Cenário Energético Mundial atual e futuro	31
2	AS PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS	35
2.1	Tipos de contrato	35
2.1.1	<u>Concessão (Concessions Agreements)</u>	36
2.1.2	<u>Contrato (Contracts)</u>	37
2.1.2.1	Contratos de Partilha (Production-sharing contracts ou PSC).....	37
2.1.2.2	Contrato de Serviço (Service Contracts ou SC)	38
2.1.2.3	Contrato de Risco (Risk-service agreements)	38
2.2	Legislação Brasileira	39
2.3	Regulamentação (Órgãos ou Agências)	39
2.4	Government take	40
2.5	Participações Governamentais	42
2.5.1	<u>Royalties</u>	43
2.5.1.1	A evolução das leis no Brasil sobre os Royalties.....	44
2.5.2	<u>Participação Especial</u>	48
2.5.3	<u>Bônus de Assinatura (Bonus bidding)</u>	49
2.5.4	<u>Retenção de áreas (Rental fees)</u>	50
2.5.5	<u>Pagamento ao proprietário da terra</u>	51
2.6	Propostas de alteração das Participações Governamentais	51
2.6.1	<u>Discussão sobre os Projetos de Lei</u>	52

2.6.1.1	A mudança do regime de contrato.....	54
2.6.1.2	Dúvidas e pontos não esclarecidos durante a tramitação.....	55
2.6.2	<u>O impacto financeiro das propostas e sua principal emenda.....</u>	64
2.6.2.1	A Emenda Ibsen.....	64
2.6.2.2	O relatório final da Comissão Especial da Câmara de Deputados.....	66
2.7	Outros Tributos e Contribuições.....	67
2.7.1	<u>Tributos diretos.....</u>	68
2.7.2	<u>Tributos indiretos.....</u>	69
2.7.3	<u>REPETRO.....</u>	70
3	A INCERTEZA GEOLÓGICA EM E&P DE PETRÓLEO.....	72
3.1	Projetos de E&P de petróleo.....	73
3.1.1	<u>Incertezas associadas a um projeto de E&P.....</u>	76
3.2	A Incerteza Geológica.....	77
3.3	Simulações Numéricas.....	82
3.3.1	<u>GeoX.....</u>	84
4	O PRÉ-SAL BRASILEIRO.....	86
4.1	Geologia.....	87
4.2	O Potencial de Recursos no Pré-Sal.....	92
4.2.1	<u>Simulação do potencial do Pré-Sal.....</u>	92
4.2.2	<u>Simulação para o Cluster de TUPI.....</u>	98
5	A ECONOMIA FLUMINENSE E A INDÚSTRIA DO PETRÓLEO.....	103
5.1	As Participações Governamentais e a Economia Fluminense.....	105
5.1.2	<u>A previsão de arrecadação de Royalties e PE.....</u>	106
5.1.3	<u>O potencial a ser arrecadado.....</u>	112
5.1.4	<u>O ICMS perdido.....</u>	117
5.2	A Indústria de E&P e a Economia Fluminense.....	119

6	CONCLUSÕES.....	127
	REFERÊNCIAS.....	132

INTRODUÇÃO

O estado do Rio de Janeiro é a segunda maior economia do país com 11% do PIB nacional (IBGE, 2009). Em 2009, a receita do Governo do Estado do Rio de Janeiro foi de R\$ 40,6 bilhões. As principais fontes destes recursos são tributos, contribuições, taxas, aplicações e transferências dentre as quais se destacaram a arrecadação de ICMS, seguido pela transferência dos Royalties e da Participação Especial, da arrecadação do IPVA e do IRPF. As atividades relacionadas ao petróleo foram a terceira que mais contribuíram para a arrecadação do ICMS (RIO DE JANEIRO, 2010).

Esses fatos sintetizam um ponto que é notório: importância que o setor de petróleo tem na economia do estado do Rio de Janeiro. Os fatos do estado do Rio de Janeiro ser o maior produtor de petróleo do país com 85% de participação, o segundo em produção de gás natural contribuindo com 47% da produção nacional, possuir 81% das reservas provadas de petróleo e 48% das reservas de gás natural, demonstram a importância que o Rio de Janeiro também tem para indústria do petróleo (CIPEG, 2010).

Em breve, esses números poderão ser ainda maiores:

- a) caso se mantenha a tendência de alta do preço médio de venda do barril – em 2009 o preço médio de venda do barril foi de US\$ 49,35 e em 2010, até Setembro, esse preço médio foi de US\$ 70,38 (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2010);
- b) concretizando-se o aumento da produção nacional de petróleo – no Plano de Negócios da PETROBRAS 2014-2010 a produção nacional de petróleo sai de 2,050 para 3,9 Mbpd em 2020 (PETROBRAS, 2010), dos quais 3,6 Mbpd seriam em litoral fluminense. Isso aumentaria para 87% a participação do RJ na produção nacional; e
- c) com o fim da isenção do ICMS na origem – todos os produtos em exceção o petróleo e a energia elétrica recolhem o ICMS no estado onde são

produzidos. Se isso ocorresse, teríamos um salto da contribuição do setor do petróleo na arrecadação estadual de ICMS para R\$ 10 bilhões ao ano.

Quando incluímos o Pré-Sal nessas contas, essa relação torna-se ainda mais dependente, em ambos os lados. Os recursos em hidrocarbonetos estimados no Pré-Sal pelo setor ultrapassam os 80 bilhões de barris. Se confirmadas as expectativas do Pré-Sal no litoral fluminense, as reservas no estado ultrapassariam 31 bilhões de barris, o que corresponderia a 93% das reservas nacionais. A exploração de todas essas novas reservas poderá gerar uma receita de R\$ 10 trilhões às empresas que o explorar, dos quais, R\$ 1 trilhão seria pago em Royalties à União, Estado e Municípios e pelo menos R\$ 1,6 trilhão em Participações Especiais nos próximos 30 a 50 anos.

O investimento planejado pela Petrobras na compra de plataformas, navios e outros equipamentos, para o desenvolvimento do Pré-Sal nos próximos quatro anos (2010-2014) é da ordem de R\$ 163 bilhões. A empresa ainda calcula que para realizar esse planejamento, no mesmo período, precisará de mais 207.643 profissionais (PETROBRAS, 2010).

Então fica a pergunta: Onde estão as jóias da coroa? Nos Royalties e na Participação Especial ou nos investimentos e empregos que o setor gerará?

Motivação

De acordo com o que foi exposto no tópico anterior, o setor de petróleo tem uma grande importância na economia do Estado do Rio de Janeiro e seus municípios. Essa influência vai desde o pagamento de Royalties e de Participação Especial, o que é o mais notório à grande massa da população, passando pelo pagamento de diversos outros impostos e até a geração de empregos em toda a cadeia produtiva (atividades de exploração, produção, transporte e refinamento) do petróleo.

Outra atividade muito importante no setor é a prestação de serviços de apoio. O número de trabalhadores envolvidos indiretamente nas atividades relacionadas à Exploração & Produção (E&P) é muito grande. Essas atividades vão desde os trabalhos de prospecção geofísica, passando pela manutenção de equipamentos,

fornecimento de alimentação, limpeza, segurança, serviços de saúde, conservação do ambiente e muitas outras.

Apesar da óbvia importância do setor de petróleo para a economia do estado, os Governos Estaduais sempre ignoraram as questões do “como”, “de onde” e o “por que” do setor, apenas se concentrando na questão do “quanto se arrecadou”.

Em 2006, devido a uma ação civil popular movida pelo Deputado Feu Rosa do estado do Espírito Santo que propôs mudar o posicionamento da linha que divide o limite na plataforma continental entre os estados do Rio de Janeiro e do Espírito Santo, o sub-Secretário Estadual de Energia, Indústria Naval e Petróleo Marco Antônio Feijó Abreu encomendou um “estudo geológico” ao Departamento de Recursos Minerais (DRM-RJ) que pudesse contrapor a ação. Após os estudos, os argumentos apresentados no relatório não foram geológicos e sim cartográficos, mas que de qualquer forma ajudaram sucumbir a ação.

Durante a elaboração deste trabalho notou-se um grande vazio de informações relativas ao setor de petróleo no Governo do estado. Por uma iniciativa pessoal, todas as informações geológicas, cartográficas e financeiras relativas ao setor de petróleo reunidas durante o trabalho foram organizadas em um Sistema de Informações Geográficas, que foi utilizado para auxiliar na resposta de outros questionamentos e estudos que a Secretaria Estadual de Energia, Indústria Naval e Petróleo passou a solicitar. Em 2007, com a entrada de um novo Governo Estadual, com a criação da Secretaria de Desenvolvimento Econômico, Energia, Indústria e Serviços do Estado do Rio de Janeiro e com reconhecimento da qualidade dos trabalhos apresentados pelo pequeno grupo de técnicos envolvidos nesta questão foi criado na estrutura do DRM-RJ em Junho deste ano, o Centro de Informações sobre o Petróleo e Gás Natural do Estado do Rio de Janeiro – CIPEG – que com o apoio técnico da Faculdade de Geologia da Universidade do Estado do Rio de Janeiro tem por objetivo realizar pesquisas na área de petróleo e gás natural, que visam subsidiar as ações do Governo do estado na tomada de decisões.

Em função do grande número de estudos desenvolvidos pelo CIPEG e do grande alarde feito pela divulgação dos recursos do Pré-Sal foi submetida uma proposta de tese de doutoramento que discutia a geologia desta camada “mineralizada”.

O mesmo burburinho que motivou a tese motivou parlamentares de estados e municípios não produtores de petróleo a proporem modificações no Marco Regulatório do Petróleo. Modificações que trariam grandes prejuízos à arrecadação do Estado do Rio de Janeiro e seus municípios.

Por este motivo houve um redirecionamento nos objetivos da tese, ajustando o interesse geológico-científico com a necessidade de um conhecimento mais amplo do Pré-Sal pelo Governo do estado do Rio de Janeiro e que culminaram nesta tese.

Objetivos

O objetivo principal desta tese é apresentar a importância e os impactos da descoberta dos prospectos, do desenvolvimento dos campos de petróleo e da futura produção dos recursos em hidrocarbonetos na camada “Pré-Sal” em território fluminense para economia do estado do Rio de Janeiro e seus municípios. Para atingir essa meta, foi necessário quantificar o potencial de recursos em hidrocarbonetos na camada “Pré-Sal” e os recursos financeiros a serem pagos na forma de Royalties e de Participação Especial pela exploração desse recurso mineral.

Na tese também iremos discutir as mudanças propostas no Marco Regulatório do Petróleo e seus impactos na arrecadação de Royalties e de Participação Especial para o estado do Rio de Janeiro e seus municípios.

1 O PETRÓLEO

1.1 História

Podemos dizer que a História Moderna do petróleo começa na década de 40 do século XIX, quando em 1846 é perfurado o primeiro poço no Azerbaijão. Em 1850, James Young descobre na Escócia que o petróleo era extraído do carvão e xisto betuminoso. O primeiro poço comercial foi perfurado em 1857 na Romênia. Foi então que em agosto de 1859 o norte-americano Edwin Laurentine Drake dá início à corrida do ouro negro perfurando o primeiro poço de petróleo nos Estados Unidos em Titusville no estado da Pensilvânia (BOSCO, 2003; PETRO&QUÍMICA, 2001).

Aqui no Brasil a primeira movimentação se deu quando o Marquês de Olinda assina em 1858 o decreto nº 2.266 que concedia a José Barros Pimentel o direito de extrair betume em terrenos situados nas margens do rio Maraú (na Bacia de Camamu) na Bahia, para a produção de querosene para iluminação. No ano seguinte, na mesma região, o inglês Samuel Allport relata o gotejamento de petróleo nas obras de construção da Estrada de Ferro Leste Brasileiro.

Em 1864, Thomas Dennys Sargent recebe a concessão do então Imperador D. Pedro II para pesquisar turfa e petróleo na região de Ilhéus na Bahia. Posteriormente, entre 1872 e 1874, diversas concessões foram dadas para a exploração na Bacia do Paraná dentro do Estado de São Paulo, em uma região conhecida pela ocorrência de exsudações. Foi em 1892 que Eugênio Ferreira de Camargo realiza a primeira sondagem profunda, com 488 metros na cidade de Bofete, no estado de São Paulo, onde foram recuperados dois barris de petróleo, sendo este considerado o primeiro poço de petróleo do país.

Com a criação do Serviço Geológico e Mineralógico Brasileiro, em 1907, a prospecção de petróleo toma um pequeno impulso. Diversas exsudações são estudadas nos anos seguintes. A sísmica começa a ser utilizada em algumas regiões e pequenas ocorrências são registradas, como por exemplo, em São Pedro no estado de São Paulo e Riacho Doce em Alagoas.

A prospecção de petróleo chega à Amazônia em 1918, quando uma equipe de geólogos formada por Odorico Rodrigues de Albuquerque e Paulino Franco de

Carvalho, responsáveis por uma campanha prospectiva de dois anos, pesquisam a parte setentrional da Bacia Amazônica.

Em 1919 é perfurado o primeiro poço sob o controle estatal no Brasil. Essa perfuração ocorreu no município de Malet, no estado do Paraná, onde foram perfurados 84 metros e o resultado foi um poço seco.

Voltando à Amazônia, os primeiros indícios de hidrocarbonetos na região só são encontrados em 1925, durante uma sondagem em Bom Jardim, no estado do Pará, onde o geólogo Pedro de Moura encontra indícios de gás natural. Outra ocorrência parecida é registrada em Itaituba, também no Pará.

Em 1930 começa em Lobato, na Bahia, a saga de Manoel Inácio Bastos pelo sonho de encontrar petróleo no Brasil. Este sonho começou quando o engenheiro tomou conhecimento que os moradores da região usavam uma "lama preta", oleosa, para iluminar suas residências. A partir desta informação, realizou várias pesquisas e coletas de amostras da lama oleosa, que não apresentaram resultados positivos. Manoel não desistiu e em 1932 foi recebido pelo presidente Getúlio Vargas no Rio de Janeiro, quando o engenheiro agrônomo entregou ao presidente da República um relatório sobre a presença da substância em Lobato.

Na mesma época, um outro Lobato aparece na história do petróleo no Brasil, desta vez José Bento Renato Monteiro Lobato, o famoso escritor. Monteiro Lobato destaca-se pela militância, primeiramente sobre a existência, posteriormente sobre a defesa nacionalista do petróleo brasileiro e acusa o governo federal de beneficiar empresas estrangeiras. Em 1936, sua empresa, a Companhia Petróleos do Brasil encontra gás natural em Riacho Doce em Alagoas, em um poço batizado São João.

Um ano depois, em 1937, a procura por petróleo se volta novamente sobre o nome Lobato, desta vez o município baiano. O então Diretor-Geral do DNPM, Avelino Inácio de Oliveira autoriza a perfuração de dois poços, que não apresentaram indícios de petróleo.

No ano seguinte é criado pelo Decreto-Lei nº 395 de 29 de abril de 1938 o Conselho Nacional do Petróleo (CNP) para avaliar os pedidos de pesquisa e lavra de jazidas de petróleo. Seu primeiro presidente foi o General Julio Caetano Horta Barbosa que

posteriormente entrou em conflito com Monteiro Lobato, fato que culminou na prisão por seis meses do escritor.

Foi em 27 de Janeiro de 1939 que Oscar Cordeiro, com recursos próprios, encontra finalmente em Lobato os primeiros indícios significativos de petróleo. Dois anos mais tarde em 1941, um dos poços perfurados pelo CNP dá origem ao campo de Candeias, o primeiro poço produtor comercial do país. No início da década de 50 do século XX, o Brasil importava 93% dos derivados de petróleo que consumia.

A História do petróleo no Brasil segue “morna” até a promulgação da Constituição de 1946 que permitia a abertura das atividades de prospecção e produção de petróleo às empresas estrangeiras. O fato foi o estopim para o início da campanha “O Petróleo é nosso”, iniciativa do Centro de Estudos e Defesa do Petróleo ligado ao Clube Militar do Exército. Devido a grande mobilização da população, o presidente Getúlio Vargas assinou em 3 de outubro de 1953 a Lei nº 2.004, que re-instituiu o monopólio estatal da pesquisa, lavra, refino e transporte do petróleo e seus derivados e criou a Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS – para executar o monopólio, tendo como seu primeiro presidente o General Juracy Magalhães. Neste ano, a produção diária brasileira foi de 2.700 barris, chegando ao final da década a 65 mil barris.

No ano seguinte, o General Juracy Magalhães contrata o geólogo americano Walter Link, ex-chefe da Standard Oil, para uma grande campanha prospectiva nas bacias sedimentares brasileiras. Com uma equipe de 13 geólogos brasileiros produziu o “Relatório Link” que fadava o Brasil a procura do petróleo no mar. Certo ou não, a prospecção de petróleo se arrastou durante anos na porção continental das bacias.

A continuidade da prospecção do petróleo no Brasil esbarrava na falta de geólogos. Foi então que, em 18 de janeiro de 1957, foi criada pelo então Presidente Juscelino Kubitschek de Oliveira a Campanha de Formação de Geólogos (CAGE) que criou quatro cursos de geologia no país, instalados nas cidades de Recife/PE, Ouro Preto/MG, Porto Alegre/RS e São Paulo/SP. Posteriormente em 1958, dois novos cursos são criados em Salvador/BA e Rio de Janeiro/RJ (PETROBRAS, 2008).

A prospecção de petróleo no mar tem início em 1968. Neste ano foram iniciadas as primeiras perfurações no litoral nordestino. E em 1969 foi descoberto o campo de Guaricema em Sergipe, o primeiro campo no mar. Somente em 1974 a prospecção

do petróleo chega à Bacia de Campos, no litoral fluminense. Mesmo após a perfuração de sete poços secos na bacia de Campos, por sorte ou insistência do diretor Carlos Walter Campos Marinho, a Petrobras resolveu não abandonar a área e finalmente em 1974, com o poço 1-RJS-9, vem a descoberta do campo de Garoupa (Bosco, 2003). No ano seguinte são descobertos os campos de Enchova, Bicudo, Pargo, Namorado e Badejo e um ano depois, em 1977, são descobertos os campos de Bonito, Cherne e Pampo. No dia 13 de agosto de 1977, o Campo de Enchova entra em operação comercial, em lâmina d'água de 120 metros e com uma produção diária de 10 mil barris.

Nesta época, as reservas provadas brasileiras que se mantinham estáveis no entorno de um bilhão de barris de óleo equivalente (bboe), foi com as descobertas em *off-shore* quando começam uma trajetória ascendente que culminam em 2010 com uma reserva provada de 15 bboe (Gráfico 1).

Em 1975 a produção diária brasileira foi de 190 mil barris por dia. Necessitando diminuir a dependência das importações de petróleo e seus derivados o governo federal autoriza a assinatura de contratos de serviços com cláusula de risco, o que permitiu a participação de empresas privadas na exploração. Por este tipo de contrato, as empresas investiam em exploração e caso tivessem sucesso receberiam os investimentos realizados mais um prêmio em petróleo ou em dinheiro. Mas a produção deveria ser operada pela PETROBRAS.

A partir de 1976, os contratos de risco permitiram a presença das empresas estrangeiras, como a Shell, Exxon, Texaco, BP, ELF, Total, Marathon, Conoco, Hispanoil, Pecten, Pennzoil e companhias brasileiras, como a Paulipetro, Azevedo Travassos, Camargo Correa, além da própria PETROBRAS. Nesse período foi descoberto o campo de gás do Juruá na Bacia do Solimões (1978), e a primeira acumulação terrestre da Bacia Potiguar (1979) e no mar aconteceu a primeira descoberta, realizada por uma empresa sob contrato de risco, o campo de gás de Merluza, pela Pecten, na Bacia de Santos.

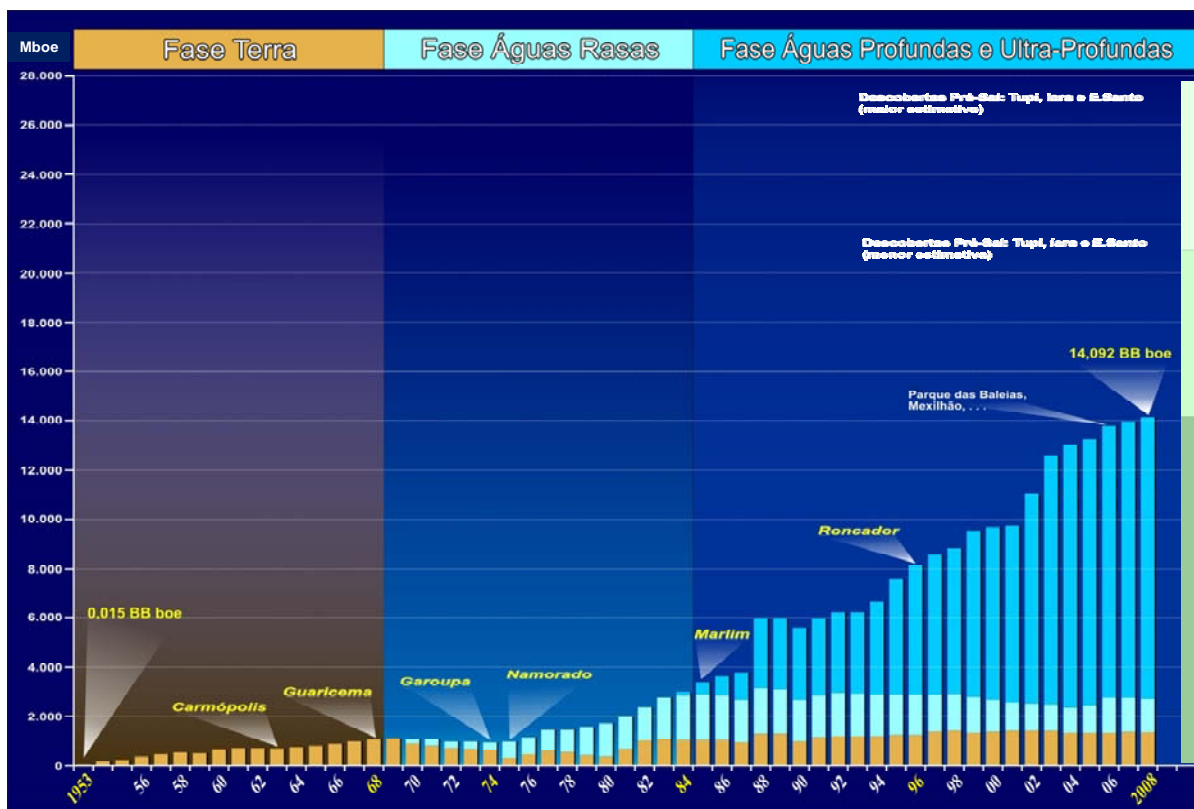


Gráfico 1 - Evolução das reservas provadas e estimativas para 2010

Fonte: Petrobras, 2009

A Paulipetro, criada em 1979, fechou contratos de risco para operar 27 blocos na Bacia do Paraná. Entre 1980 e 1983 a empresa perfurou 33 poços em 20 blocos. A campanha exploratória acabou resumida a uma única descoberta sub-comercial, feita a partir de uma perfuração na região de Cuiabá Paulista em São Paulo. Suas atividades foram interrompidas enquanto perfurava um poço em Rio Vorá em São Paulo que anos depois confirmou a presença de indícios de gás.

A partir de 1981, com a entrada da produção comercial de Anchova e Namorado, a produção nacional entra em uma curva ascendente, chegando a 500 mil barris por dia (bpd) em 1985 e ultrapassando a marca de dois milhões bpd em 2010. Conseqüentemente a dependência externa de petróleo vai caindo ano a ano (Gráfico 2).

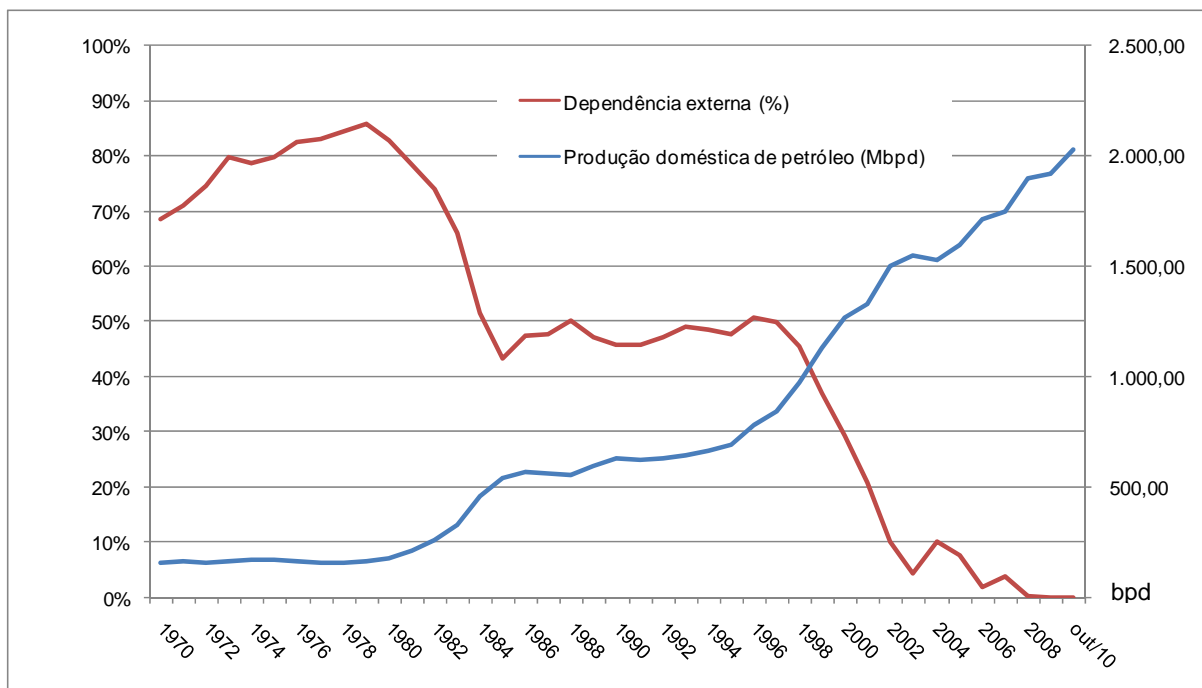


Gráfico 2 - Produção diária de petróleo e a dependência de importação

O primeiro campo gigante do país, o Campo de Albacora, é descoberto pela PETROBRAS em 1984. A descoberta deste campo é seguida por outras grandes descobertas com as dos campos gigantes de Marlim, Roncador e Barracuda.

O monopólio do petróleo dura 44 anos, até o dia 16 de outubro de 1997, quando da aprovação da lei nº 9.478, que criou a Agência Nacional do Petróleo (ANP) e abriu caminho para a participação do setor privado na pesquisa, exploração, refino, exportação e importação de petróleo, gás natural e seus derivados. Neste mesmo ano a produção de petróleo no Brasil chega a um milhão de barris por dia.

Em 1998 foram assinados contratos entre a ANP e a PETROBRAS referentes a 282 campos em produção ou desenvolvimento pela empresa. Esse acordo ficou conhecido como “Rodada Zero”. Essas concessões foram firmadas sem processo licitatório e cobriram área superior a 450.000 km² em 115 blocos. Posteriormente foram realizadas licitações para ser decido quem teria o direito de prospectar e posteriormente produzir petróleo e gás natural em território brasileiro, as Rodadas de Licitação da ANP.

Após o início das rodadas de licitação, várias descobertas importantes se sucederam na região da Bacia de Campos. A partir daí a exploração se estende para sudoeste até chegar a Bacia de Santos, onde são encontrados os campos de Mexilhão e do BS-500, importantes jazidas de gás natural.

Em 2005 são encontrados indícios de óleo, no prospecto Parati, a primeira evidência de uma nova fronteira exploratória que posteriormente seria conhecida como Pré-Sal e que veremos mais detalhadamente no Capítulo 4.

De acordo com a ANP, segundo os Planos de Produção aprovados, o pico da produção no litoral do estado do Rio de Janeiro é em 2010, de onde começa a cair lentamente até 2014, quando começa a cair aceleradamente até 2030 (Gráfico 3).

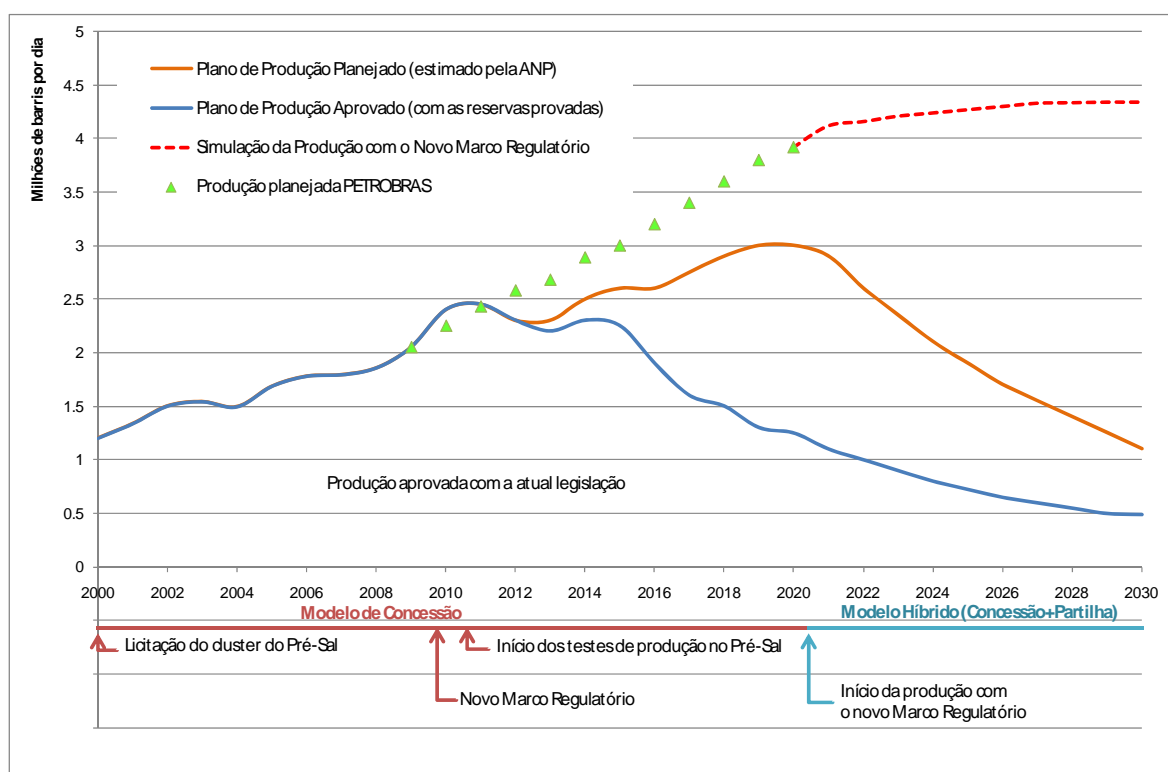


Gráfico 3 – Simulação da produção de petróleo no Brasil de 2000 a 2030
Fonte: compilado a partir de Lima, 2008; Petrobras, 2010 e dados da tese

1.2 Cenário Energético Mundial atual e futuro

O mundo globalizado criou duas grandes preocupações no setor mundial de energia: qualidade ambiental das fontes e o volume de energia que precisa ser disponibilizado. Em um mundo cada vez mais populoso, o impacto ao meio-ambiente causado pela geração de energia é um grande problema a ser discutido e que passa a ser considerado na hora de escolher a fonte dessa energia. De um modo geral, para consumo residencial, fontes limpas ou com menor resíduos são preferidas, mesmo a custos maiores. Neste mesmo mundo cada vez mais populoso e com seres humanos cada vez mais ávidos por conforto e bem-estar, o volume de energia a ser disponibilizada tende a um crescimento exponencial.

O perfil atual da oferta de energia no mundo é claramente depende do petróleo e do gás natural (55%), com baixa participação da energia renovável (13%). No Brasil esse perfil é um pouco menos dependente (48%) e com a vantagem de uma grande participação da energia renovável (45%):

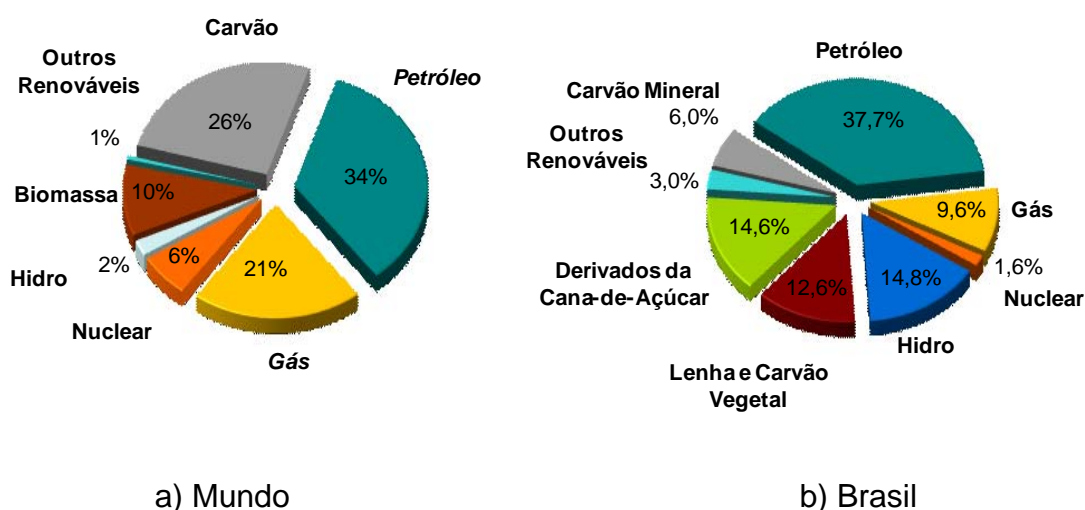


Gráfico 4 – Perfil das fontes de energia mundial (a) e no Brasil (b).
Fonte: adaptado de Empresa de Pesquisas Energéticas, 2010

A dependência mundial do petróleo e seus derivados se tornam mais preocupantes quando analisamos o consumo *per capita* de energia com sua relação reservas/produção de petróleo (Tabela 1). Os países mais consumidores, não são os que têm as maiores relações reserva/produção. Os países com as maiores reservas

se concentram no Oriente Médio, região politicamente instável, enquanto os grandes consumidores se concentram principalmente na América do Norte e Europa.

Tabela 1 – Principais reservas de petróleo e seus consumidores.

País/Região	Reservas provadas				Consumo		População	
	bboe	boe per capita	%	R/P	mbpd	per capita / ano	Rank	População
EUA	28,4	92,4	2,10%	10,8	18.686	22,2	3	307.212.123
Canada	33,2	991,4	2,50%	28,3	2.195	23,9	36	33.487.208
Mexico	11,7	105,2	0,90%	10,8	1.945	6,4	11	111.211.789
Total America do Norte	73,3	162,2	5,50%	15	22.826	18,4		451.911.120
Argentina	2,5	61,1	0,20%	10,2	473	4,2	31	40.913.584
Brasil	12,9	64,9	1,00%	17,4	2.405	4,4	5	198.739.269
Venezuela	172,3	6425,5	12,90%	-	609	8,3	45	26.814.843
Total Am. do Sul & Cent.	198,9	419,2	14,90%	80,6	5.653	4,3		474.506.397
Reino Unido	3,1	50,7	0,20%	5,8	1.611	9,6	22	61.113.205
Italia	0,9	15,5	0,10%	27,2	1.580	9,9	23	58.126.212
Cazaquistão	39,8	2584,5	3,00%	64,9	260	6,2	62	15.399.437
Russia	74,2	529,8	5,60%	20,3	2.695		7	140.041.247
Total Europa & Eurasia	136,9	-	10,30%	21,2	19.372	-		-
Irã	137,6	2071,4	10,30%	89,4	1.741	9,6	19	66.429.284
Arabia Saudita	264,6	9223,8	19,80%	74,6	2.614	33,3	41	28.686.633
Qatar	26,8	32161,9	2,00%	54,7	209	91,5	159	833.285
Total Oriente Médio	754,2	-	56,60%	84,8	7.146	-		-
Algeria	12,2	357	0,90%	18,5	331	3,5	35	34.178.188
Egito	4,4	55,8	0,30%	16,2	720	3,3	16	78.866.635
Total Africa	127,7	129	9,60%	36	3.082	1,1		990.189.529
Australia	4,2	197,5	0,30%	20,7	941	16,2	55	21.262.641
China	14,8	11,2	1,10%	10,7	8.625	2,4	1	1.323.591.583
India	5,8	5	0,40%	21,1	3.183		2	1.156.897.766
Total Asia do Pacífico	42,2	-	3,20%	14,4	25.998	-		-
Total Mundial	1.333,1	195,6	100,00%	45,7	84.077	4,5		6.814.826.683

Fonte: compilado de BP, 2010 e Organização das Nações Unidas, 2010)

As projeções de consumo são preocupantes, hoje o mundo consome 84 milhões bpd. A demanda e a oferta se apresentam equilibrados. Porém, os cenários futuros apontam para um déficit em 2020 entre 43 e 48 milhões bpd e em 2030, o saldo negativo saltaria para entre 65 e 78 milhões bpd. (Gráfico 5).

Um dado interessante que podemos usar como referência é o consumo *per capita*, que corresponde à relação entre o número de barris consumidos e a população. Ele pode ser dividido no consumo pela indústria, o consumo na cadeia de serviços e o

consumo residencial. É importante observar que países altamente industrializados não consomem todo o seu petróleo diretamente com o bem-estar da população e sim alimentando as indústrias. Em geral os valores mais altos estão ligados ao nível de industrialização do país.

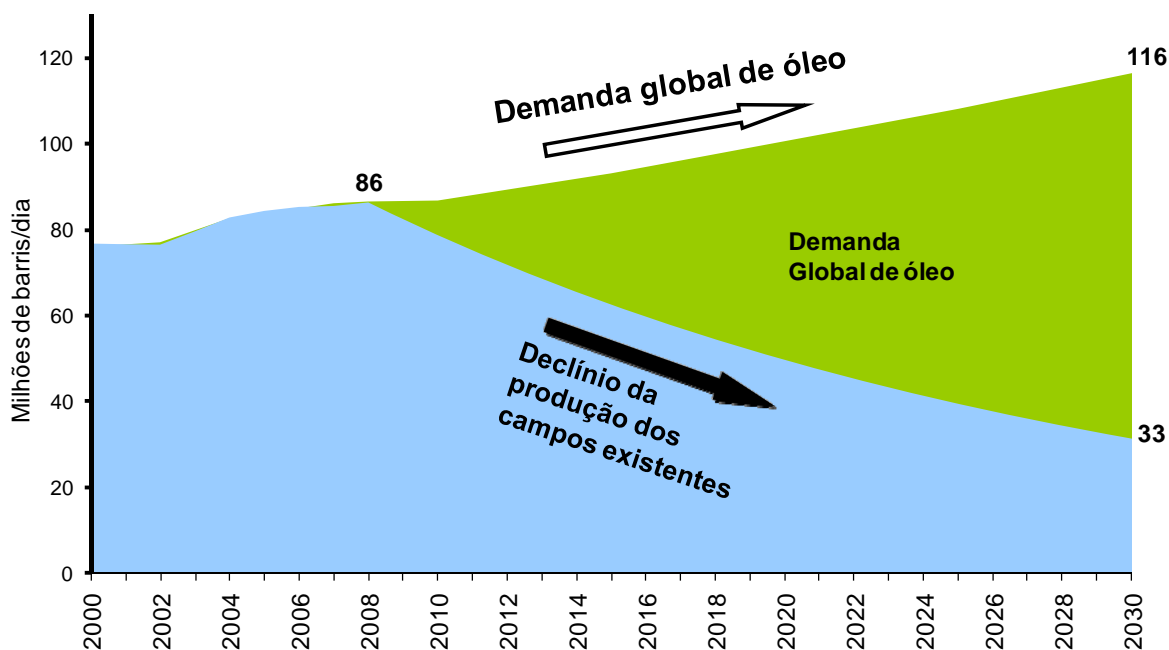


Gráfico 5 – Demanda x Oferta de petróleo no mundo
Fonte: adaptado de Petrobras, 2010

O maior consumidor mundial *per capita* de petróleo é o Qatar, mas sua população reduzida torna o consumo nacional irrelevante. É interessante observar que apesar de ser um grande exportador de petróleo, sua relação Reserva/Produção é de mais de 50 anos e a reserva *per capita* que ultrapassa os 32.000 barris.

Os EUA são os maiores consumidores absolutos de petróleo. O país consome 22% da produção mundial enquanto sua população representa apenas 4,5% da população mundial. A média mundial de consumo é de 4,5 barris por ano enquanto nos EUA cada habitante consome 22,2 barris ao ano. Quase cinco vezes mais.

Outro fato preocupante são os consumidores em potencial que podem despertar nos próximos anos. Países altamente populosos como a China¹ e a Índia vem

¹ A China é o país que mais cresce no mundo. A média dos últimos anos é superior a 10%.

aumentando a sua industrialização e o acesso da população à energia. A China, com quase um quarto da população mundial, consome menos que a metade do consumo total americano, com um consumo per capita de 2,4 barris por ano, quase um décimo do consumo per capita americano. Isso mostra um potencial de um consumo total de cinco vezes o consumo americano. Caso a China chegasse aos patamares americanos seu consumo de petróleo chegaria a 29,4 milhões bpd, o que seria equivalente a 35% da demanda mundial atual. Outro país a ser observado é a Índia onde o consumo *per capita* é ainda menor, um indiano consome em média apenas um barril de petróleo ao ano, menos que um quarto da média mundial, e por isso o potencial de crescimento da demanda é ainda maior.

Existe uma bomba pronta prestes a explodir: Considerando que a China e a Índia² chegassem ao consumo *per capita* brasileiro, que é bem próximo da média mundial, aumentaríamos o déficit em 6,4 milhões bpd e 4,5 milhões bpd, respectivamente. Combinados, esses déficits chegariam a quase 11 milhões bpd, mais de 13% da atual produção mundial. Isto sem adicionar um único novo consumidor, apenas elevando o nível de consumo da população.

² Que formam com Brasil e Rússia, o BRIC, um conjunto de países em desenvolvimentos cujas taxas de crescimento tem sido superiores à média mundial.

se concentram no Oriente Médio, região politicamente instável, enquanto os grandes consumidores se concentram principalmente na América do Norte e Europa.

Tabela 1 – Principais reservas de petróleo e seus consumidores.

País/Região	Reservas provadas				Consumo		População	
	bboe	boe per capita	%	R/P	mbpd	per capita / ano	Rank	População
EUA	28,4	92,4	2,10%	10,8	18.686	22,2	3	307.212.123
Canada	33,2	991,4	2,50%	28,3	2.195	23,9	36	33.487.208
Mexico	11,7	105,2	0,90%	10,8	1.945	6,4	11	111.211.789
Total America do Norte	73,3	162,2	5,50%	15	22.826	18,4		451.911.120
Argentina	2,5	61,1	0,20%	10,2	473	4,2	31	40.913.584
Brasil	12,9	64,9	1,00%	17,4	2.405	4,4	5	198.739.269
Venezuela	172,3	6425,5	12,90%	-	609	8,3	45	26.814.843
Total Am. do Sul & Cent.	198,9	419,2	14,90%	80,6	5.653	4,3		474.506.397
Reino Unido	3,1	50,7	0,20%	5,8	1.611	9,6	22	61.113.205
Italia	0,9	15,5	0,10%	27,2	1.580	9,9	23	58.126.212
Cazaquistão	39,8	2584,5	3,00%	64,9	260	6,2	62	15.399.437
Russia	74,2	529,8	5,60%	20,3	2.695		7	140.041.247
Total Europa & Eurasia	136,9	-	10,30%	21,2	19.372	-		-
Irã	137,6	2071,4	10,30%	89,4	1.741	9,6	19	66.429.284
Arabia Saudita	264,6	9223,8	19,80%	74,6	2.614	33,3	41	28.686.633
Qatar	26,8	32161,9	2,00%	54,7	209	91,5	159	833.285
Total Oriente Médio	754,2	-	56,60%	84,8	7.146	-		-
Algeria	12,2	357	0,90%	18,5	331	3,5	35	34.178.188
Egito	4,4	55,8	0,30%	16,2	720	3,3	16	78.866.635
Total Africa	127,7	129	9,60%	36	3.082	1,1		990.189.529
Australia	4,2	197,5	0,30%	20,7	941	16,2	55	21.262.641
China	14,8	11,2	1,10%	10,7	8.625	2,4	1	1.323.591.583
India	5,8	5	0,40%	21,1	3.183		2	1.156.897.766
Total Asia do Pacífico	42,2	-	3,20%	14,4	25.998	-		-
Total Mundial	1.333,1	195,6	100,00%	45,7	84.077	4,5		6.814.826.683

Fonte: compilado de BP, 2010 e Organização das Nações Unidas, 2010)

As projeções de consumo são preocupantes, hoje o mundo consome 84 milhões bpd. A demanda e a oferta se apresentam equilibrados. Porém, os cenários futuros apontam para um déficit em 2020 entre 43 e 48 milhões bpd e em 2030, o saldo negativo saltaria para entre 65 e 78 milhões bpd. (Gráfico 5).

Um dado interessante que podemos usar como referência é o consumo *per capita*, que corresponde à relação entre o número de barris consumidos e a população. Ele pode ser dividido no consumo pela indústria, o consumo na cadeia de serviços e o

consumo residencial. É importante observar que países altamente industrializados não consomem todo o seu petróleo diretamente com o bem-estar da população e sim alimentando as indústrias. Em geral os valores mais altos estão ligados ao nível de industrialização do país.

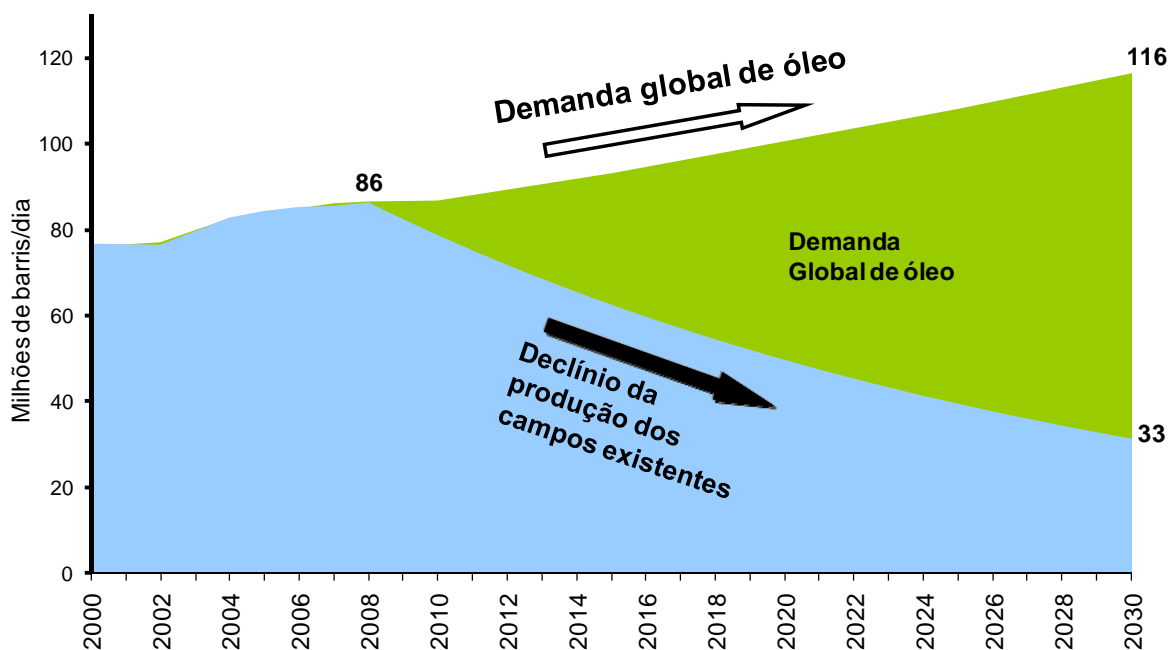


Gráfico 5 – Demanda x Oferta de petróleo no mundo
Fonte: adaptado de Petrobras, 2010

O maior consumidor mundial *per capita* de petróleo é o Qatar, mas sua população reduzida torna o consumo nacional irrelevante. É interessante observar que apesar de ser um grande exportador de petróleo, sua relação Reserva/Produção é de mais de 50 anos e a reserva *per capita* que ultrapassa os 32.000 barris.

Os EUA são os maiores consumidores absolutos de petróleo. O país consome 22% da produção mundial enquanto sua população representa apenas 4,5% da população mundial. A média mundial de consumo é de 4,5 barris por ano enquanto nos EUA cada habitante consome 22,2 barris ao ano. Quase cinco vezes mais.

Outro fato preocupante são os consumidores em potencial que podem despertar nos próximos anos. Países altamente populosos como a China¹ e a Índia vem

¹ A China é o país que mais cresce no mundo. A média dos últimos anos é superior a 10%.

aumentando a sua industrialização e o acesso da população à energia. A China, com quase um quarto da população mundial, consome menos que a metade do consumo total americano, com um consumo per capita de 2,4 barris por ano, quase um décimo do consumo per capita americano. Isso mostra um potencial de um consumo total de cinco vezes o consumo americano. Caso a China chegasse aos patamares americanos seu consumo de petróleo chegaria a 29,4 milhões bpd, o que seria equivalente a 35% da demanda mundial atual. Outro país a ser observado é a Índia onde o consumo *per capita* é ainda menor, um indiano consome em média apenas um barril de petróleo ao ano, menos que um quarto da média mundial, e por isso o potencial de crescimento da demanda é ainda maior.

Existe uma bomba pronta prestes a explodir: Considerando que a China e a Índia² chegassem ao consumo *per capita* brasileiro, que é bem próximo da média mundial, aumentaríamos o déficit em 6,4 milhões bpd e 4,5 milhões bpd, respectivamente. Combinados, esses déficits chegariam a quase 11 milhões bpd, mais de 13% da atual produção mundial. Isto sem adicionar um único novo consumidor, apenas elevando o nível de consumo da população.

² Que formam com Brasil e Rússia, o BRIC, um conjunto de países em desenvolvimentos cujas taxas de crescimento tem sido superiores à média mundial.

2 AS PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS

2.1 Tipos de contrato

Atualmente, os acordos comerciais na indústria do petróleo se dividem basicamente em dois grupos: as concessões e os contratos. Este último pode se subdividir em: Contrato Simples, Contratos de Partilha de Produção e Contrato de Serviço, que ainda pode ser um Contrato de Risco (JOHNSTON, 2002; VAN MEURS, 2008).

Tabela 2 – Tipos de acordos comerciais na indústria do petróleo no mundo

Sistemas	Modelos	Como funcionam os modelos	Direitos exclusivos de exploração e produção	Proprietário da Produção	Países	
Concessão	Concessões (Concessions ou CA)	Empresas privadas adquirem, nos leilões de concessão, licenças que lhes dão o direito de explorar o petróleo por sua conta e risco. Todo o produto extraído é de propriedade das empresas, mas elas são obrigadas a pagar impostos e royalties.	Empresa	Empresa	Brasil, USA, UK, Noruega, Dinamarca, Holanda, Austrália, Nova Zelândia, Rússia, Argentina, Venezuela e Arábia Saudita.	
Contrato	Partilha de produção (Production-sharing contracts ou PSC)		Governos	Governos e Empresas	Indonésia, Malásia, China, Paquistão, Yemen, Oman, Síria, Rússia, Azerbaijão, Cazaquistão, Egito, Líbia, Algeria, Nigéria, Angola e Trinidad&Tobago.	
	Contrato de Serviço (Service Contracts ou SC)	Simples				A empresa privada produz e o Estado indeniza ou paga por barril produzido.
		Contrato de Risco (Risk-service agreements)				Com ou sem risco para o concessionário. Este não possui qualquer título sobre o petróleo extraído.

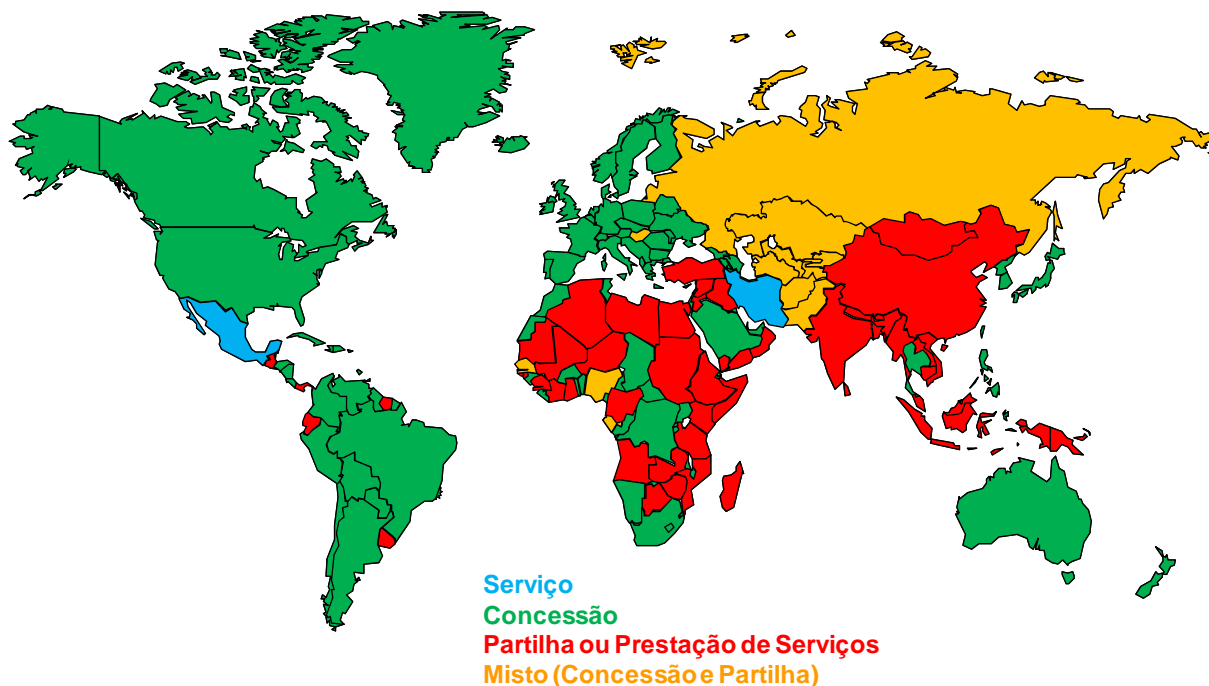


Figura 1 – Distribuição espacial dos tipos de contrato na indústria do petróleo
 Fonte: adaptado de Teixeira, 2008

2.1.1 Concessão (Concessions Agreements)

É considerado o sistema mais moderno, sendo utilizado principalmente pelos países ocidentais ou com a democracia bem instalada. Através desse sistema, a concessionária:

- Adquirir o direito de produção junto ao Governo;
- Tem o direito exclusivo sobre a exploração de sua área, sob seu próprio custo e risco;
- É proprietária da produção, podendo negociá-la livremente; e
- Paga taxas e impostos sobre a produção e pode também pagar outras taxas e impostos sobre os lucros.

A concessão é dada por licitação ou por simples escolha do governo, por um tempo pré-determinado. No caso de licitação, o contratante pode pagar para adquirir este direito. Os países que utilizam esse tipo de contrato são principalmente das Américas, da Europa, alguns poucos da África e a Austrália.

2.1.2 Contrato (Contracts)

Os contratos são acordos comerciais mais antigos que as concessões. Tem em comum entre si a necessidade de uma empresa estatal (*National Oil Company ou NOC*) que fecha o acordo com uma empresa particular (*International Oil Company ou IOC*) e o direito da área de exploração fica nas mãos do governo. Esse tipo de acordo se subdivide em Contratos de Partilha, Contrato de Serviço que pode ser do tipo Contrato de Risco.

2.1.2.1 Contratos de Partilha (*Production-sharing contracts ou PSC*)

Os Contratos de Partilha são os tipos de acordo mais antigos da mineração. Começaram com os reis que concediam aos seus vassalos o uso da terra e em troca recebiam parte do que era produzido nessas terras.

Neste sistema, o contratado:

- É escolhido pelo Governo;
- Tem o direito de exploração; e
- É proprietária de uma parte da produção, repassando o restante a uma NOC.

Em alguns contratos, o contratado ainda é obrigado a vender sua parte a uma NOC. Os países que utilizam esse tipo de contrato são os do Sudeste Asiático, Oriente Médio e África com algumas exceções.

2.1.2.2 Contrato de Serviço (*Service Contracts* ou SC)

O sistema de Contrato de Serviço é caracterizado pelo contratante ser proprietário tanto da área, como do que for produzido. No sistema o contratado:

- É escolhido pelo Governo;
- Tem o direito de exploração, mas não da produção; e
- É indenizada por uma NOC pelos custos de produção de acordo com regras pré-estabelecidas.

O contratado apenas realiza a prospecção ou opera o sistema de produção, sendo responsável pela manutenção, reparo e substituição dos equipamentos. A produção é repassada a uma NOC, que a comercializa. Esta paga uma indenização ao contratado, pelas despesas geradas pela operação da área, adicionada de uma margem de lucro. O contratado apresenta uma planilha de custos que, uma vez aprovada, é utilizada para o cálculo da indenização.

São poucos os países que ainda utilizam esse tipo de contrato. Esses países são caracterizados pela forte oposição popular a investimentos internacionais no setor de petróleo. Como principais exemplos, podemos citar o México e Irã. Na Venezuela alguns contratos ainda são de Serviço.

2.1.2.3 Contrato de Risco (*Risk-service agreements*)

Nos Contratos de Risco o interessado através de chamada pública procura uma NOC e se escolhido é contratado para explorar uma determinada região por sua conta e risco. Os contratantes não arcam com nenhuma despesa.

Neste sistema o contratado:

- É escolhido pelo Governo;
- Realiza a prospecção por sua conta e risco;
- Tem o direito de exploração, mas não da produção; e
- Caso seja descoberto algum prospecto economicamente viável, o contratado pode ou não, em função do interesse do contratante, ser re-contratado de acordo com o regime (concessão, partilha ou serviço) adotado por aquele país.

2.2 **Legislação Brasileira**

O sistema atualmente adotado pelo governo brasileiro é o de concessões. Para ter o direito de explorar e produzir petróleo ou gás natural no Brasil, uma empresa deve ter sede e administração em território brasileiro, comprovar capacidade financeira e técnica qualificando-se entre não-operadora ou operadora, que pode ser do tipo A (opera em todos os blocos), B (opera em blocos em terra e em águas rasas) ou C (opera apenas em blocos terrestres).

Este sistema prevê a regulação e a fiscalização das operações das empresas concessionárias por uma agência de regulação específica para este fim, além do pagamento de taxas e impostos sobre a produção e os lucros e mecanismos de sobretaxação para campo de alta rentabilidade. Apresenta também diversos mecanismos de controle sobre a produção tais como limites de produção visando o combate a exploração predatória das reservas ou a limitação dos volumes de exportação visando a prioridade do abastecimento interno.

2.3 **Regulamentação (Órgãos ou Agências)**

Através da Lei 9.478/97, foram instituídos o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e

Biocombustíveis (ANP), os órgãos de regulamentação da indústria do petróleo, do gás natural e biocombustíveis.

A função do CNPE é promover a política nacional para o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, seguindo o princípio da preservação do interesse nacional e do meio ambiente. Por sua vez, compete à ANP executá-la através de licitações e contratos em nome da União com os concessionários em atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural e da fiscalização das atividades do setor de petróleo e gás natural.

2.4 **Government take**

O *Government take* é o total de recursos que o governo se apropria em um projeto de E&P desde a aquisição da área, passando por todas as taxas e impostos diretos e indiretos, até o pagamento da última taxa de retenção de área ao entregar um bloco licitado.

Algumas taxas e impostos são muito claros e óbvios, tais como os Royalties, a Participação Especial, o Bônus de Assinatura, o Pagamento ao proprietário da terra e por Retenção de áreas, outros são mais comuns ao mundo dos contabilistas e distantes da nossa percepção, como, por exemplo, os Tributos Diretos e os Tributos Indiretos:

Segundo Lima (2008), o *Government Take* no Brasil gira por volta de 60%. Este é o mesmo valor desde 2002 segundo o levantamento realizado por Gaffigan (2007). Neste trabalho, sintetizado na Tabela 3, podemos observar que o Brasil apresenta o mesmo valor da média dos 36 países estudados. Para esse conjunto de países, os valores de *Government Take* variaram entre 93% no Irã e 20% na Irlanda. Entre os 10 países que optaram pela Concessão de áreas, a média foi de 50%, com máxima de 75% e mínima de 35%. Nos 15 países que aparecem como optantes do Contrato de Partilha a taxa média foi de 68%, enquanto a máxima e a mínima foram de 87% e 43% respectivamente.

Tabela 3 – *Government take* e os tipos de contrato no mundo

País	Tipo de Contrato	Government Take %	
		2002	2006
Angola	PCS	59.93	81-88
Argélia	SI	71.72	
Argentina	CA	46.93	47-49
Austrália	CA	45.51	53-56
Azerbaijão	PCS	61.54	
Bolívia	SI	55.71	
Brasil	CA	60.19	
Canadá	CA	35.17	
Cazaquistão	PCS	51.88	83-88
China	PCS	42.81	72-77
Colômbia	SI	57.12	79-82
Congo	SI	50.57	
Dinamarca	CA	47.20	
Egito	PCS	73.04	79-82
Equador	SI	57.75	58-60
Estados Unidos	CA	64.24	48-51
Filipinas	SI	46.12	
Holanda	CA	41.92	
Iêmen	PCS	75.36	72-79
Índia	PCS	66.82	61-69
Indonésia	PCS	71.01	69-71
Irã	SC	93.26	
Irlanda	SI	19.92	
Itália	SI	42.62	
Líbia	PCS	78.73	
Malásia	PCS	81.24	69-74
México	SC		30-32
Nigéria	PCS	87.44	
Noruega	CA	74.74	
Nova Zelândia	CA	37.51	
Omã	PCS	83.19	
Paquistão	PCS	45.46	
Peru	SI	75.04	58-62
Qatar	SI	79.09	
Reino Unido	CA	43.54	
Rússia	CA/PSC		
Síria	PCS		83-87
Trinidad e Tobago	PCS	69.00	62-66
Venezuela	CA/SC	49.56	88-93

CA-Concessão	Tipo Misto	PSC-Contrato de partilha
SC-Contrato de serviço	SI- Sem informação	

Fonte: adaptado de Gaffigan, 2007

2.5 Participações Governamentais

Partindo da premissa que em geral o Estado é proprietário do subsolo do seu espaço geográfico³, os acordos comerciais para extração dos bens minerais seguem as regras estabelecidas por cada país. Deste modo, naquela época, a extração do petróleo era condicionada às mesmas regras que as utilizadas para a extração de qualquer outro bem mineral. Não havia regras distintas para sua produção.

De uma maneira geral, bens minerais se distribuem através de estruturas geológicas, obedecendo a regras impostas pela natureza, independente de ações antrópicas. Já a propriedade da superfície depende da posse ou de relações comerciais. Quando se constataram os problemas da relação mineralização/propriedade, surgiu então a necessidade de introduzir o dualismo jurídico das duas propriedades – a do solo e a do subsolo – para permitir a exploração dos recursos minerais sem interferência do proprietário da superfície. Esta separação foi estabelecida pela primeira vez no Código Mineiro de Napoleão, em 1810 (HOLTMAN, 1981).

Quarenta e dois anos após o Coronel Drake perfurar o primeiro poço de petróleo (em Titusville – Pensilvânia, em 1902), se deu início ao primeiro sistema de concessões específico para o petróleo com a primeira concessão outorgada pela antiga Pérsia (atual Irã) ao cidadão inglês William Knox D'Arcy. A concessão previa a cessão do direito sobre o uso do subsolo de dois terços do país (1.243.000 km²) por 60 anos pelo valor de 20.000 libras e 16% dos lucros anuais da empresa (WIKIPEDIA, 2008).

Esta prática se difundiu em todo o Oriente Médio, no Norte da África, no Leste Europeu e na América Latina, pois a prospecção era principalmente conduzida por empresas inglesas e americanas.

³ Os Estados Unidos são um exemplo da exceção à regra, onde o proprietário da terra tem direitos sobre os minerais do subsolo.

As principais características desses contratos foram (GAO, 1994):

- Amplas áreas de concessão, sem direito de desistência, de parte a parte;
- Longa duração do contrato, sem possibilidade de revisão;
- Direitos exclusivos sobre todas as operações referentes ao petróleo extraído na área concedida (alguns contratos previam, inclusive, direitos sobre as operações de *downstream*);
- Direito de propriedade sobre as reservas de petróleo em favor das companhias petrolíferas estrangeiras;
- Isenção de todos os impostos e taxas aduaneiras;
- O pagamento de um reduzido valor de royalty sobre o volume total de petróleo produzido;
- Transferência para o governo local da área concedida e dos equipamentos remanescentes ao final da concessão;
- Fixação arbitrária e unilateral do preço do petróleo extraído, sem qualquer participação do governo local;

2.5.1 Royalties

O verdadeiro significado do pagamento de Royalties ligados à produção de petróleo e gás natural é, por vezes, deturpado ou mal entendido pela sociedade e até pelos próprios governantes e administradores públicos.

Os Royalties são uma das formas de compensação pelo empobrecimento e desvalorização do subsolo ou por danos que podem ser causados ao ambiente relacionados com as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. Esta palavra inglesa derivada de *Royal* que significa “do Rei”, “da Realeza”; ou seja, *royalty* era uma compensação paga ao Rei, em geral, com parte da própria produção, pelo uso de suas terras ou seus recursos (BARBOSA, 2002).

Do mesmo modo, hoje, os Royalties são compensações financeiras pagas à Federação pelas concessionárias de produção pelo uso e exploração do subsolo brasileiro (Art. 7, da Lei 7.990/1989). É uma arrecadação federal visto que, pela Constituição Brasileira, o subsolo pertence à União, que por sua vez concede a terceiros o direito de exploração.

2.5.1.1 A evolução das leis no Brasil sobre os Royalties

Em 1953, com a entrada em vigor da Lei nº 2.004 (03/10/1953), é estabelecido pelo governo federal o pagamento de Royalties relativos à produção de petróleo. Esta lei determinava que 4% da produção bruta de petróleo e gás natural fossem pagos aos estados produtores e 1% da produção bruta aos municípios. Além disso, dava início ao monopólio estatal com a criação da PETROBRAS.

Na década de 80, com o início da produção *off-shore* um novo cenário da produção fica estabelecido. Para o embasamento legal deste novo cenário é promulgada a Lei nº 7.453 (27/12/1985) que estabelece novos critérios para o pagamento dos *Royalties*, embora o percentual de 5% sobre o valor da produção seja mantido. No caso da produção em terra a distribuição fica inalterada. No caso da produção *off-shore* passa a ser distribuído da seguinte forma: 1,5% da produção bruta de petróleo e gás natural seriam pagos aos estados confrontantes aos poços produtores, 1,5% para os municípios confrontantes aos poços produtores e aqueles pertencentes à região geoeconômica destes municípios, 1% ao Ministério da Marinha e 1% para um Fundo Especial.

A Lei nº 7.525 (22/06/1986) estabelece conceitos como região geoeconômica e extensão dos limites territoriais entre estados e municípios litorâneos, de competência do IBGE (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística). Com o Decreto nº 93.189 (29/08/1986) as linhas de projeção dos limites entre os estados e entre os municípios ficam regulamentadas.

Em 1989, a Lei nº 7.990 (28/12/1989) regulamentada pelo Decreto nº 01 (11/01/1991) modifica a distribuição dos Royalties adicionando uma parcela de 0,5% da produção bruta de petróleo e gás natural para os municípios que tenham em seu

território instalações de embarque e desembarque de petróleo ou gás natural. A introdução deste recurso reduz a alíquota destinada aos estados (um corte de 3,5 p.p.), no caso de extração em terra, e do Fundo Especial (menos 0,5 p.p.) no caso de extração *off-shore* (Figura 2a).

A “Lei do Petróleo” (Lei nº 9.478 de 06/08/1997 e regulamentada pelo Decreto nº 2.705 de 03/08/1998) altera a alíquota-base dos *Royalties* de 5% para 10% da produção bruta de petróleo e gás natural. Entretanto esta alíquota pode variar entre 5% e 10% em função dos riscos geológicos, da expectativa de produção e de outros fatores. Esta porção variável apresenta uma forma diferente de distribuição em relação à porção fixa de 5%. No caso de exploração em terra: 2,625% para o estado onde houver a extração, 0,75% para o município onde houver a extração, 0,375% para os municípios afetados pela operação de embarque e desembarque de petróleo e gás natural (segundo critérios da ANP) e 1,25% para o Ministério de Ciência e Tecnologia.

No caso de exploração *off-shore*: 1,125% da produção bruta de petróleo e gás natural para os estados confrontantes com campos produtores, 1,125% para os municípios confrontantes com campos produtores, 0,375% para os municípios afetados por operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, 0,375% para o Fundo Especial, 0,75% para o Ministério da Marinha e 1,25% para o Ministério de Ciência e Tecnologia (Figura 2b). Considerando-se uma alíquota total de 10%, a distribuição dos *Royalties* é apresentada na Tabela 4.

Tabela 4 – Distribuição integrada dos *Royalties* relativos à produção de petróleo em plataforma continental

Beneficiário	%
Municípios	26
Estados	25
Comando da Marinha	18
Ministério da Ciência e Tecnologia	13
Municípios com Instalações	9
Fundo Especial para Estados e Municípios	9

Fonte: adaptado de Barbosa, 2001

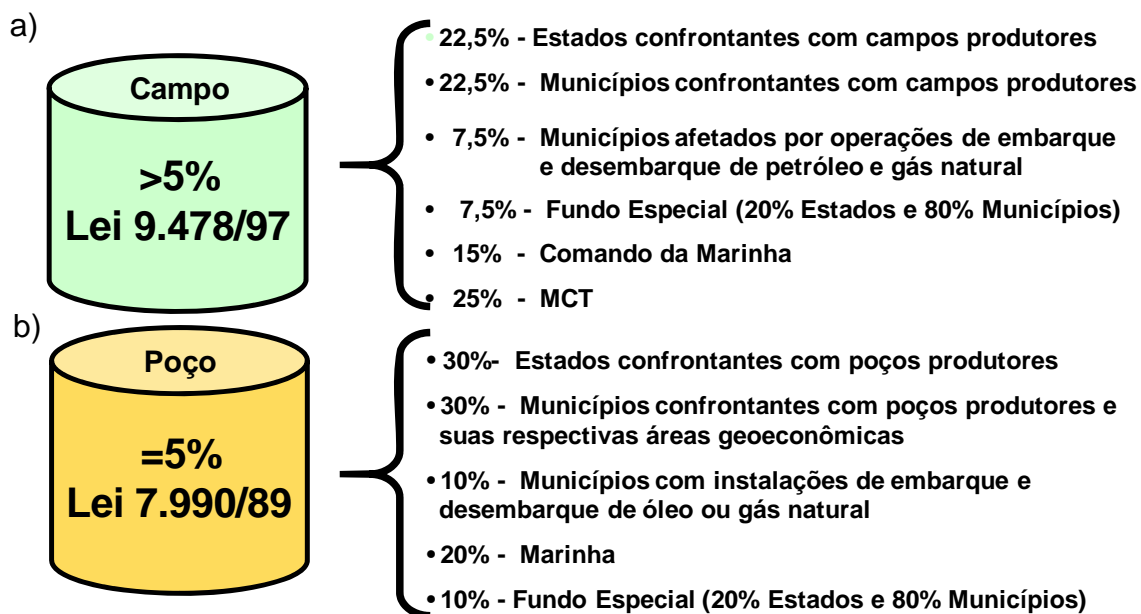


Figura 2 – Distribuição dos Royalties relativos à produção na plataforma continental
Fonte: adaptado de Barbosa, 2001

Desta forma, o valor a ser recolhido em Royalties deve ser calculado da seguinte forma:

$$V_{\text{recolhido}} = \text{Volume} * \text{Preço de venda} * \text{Taxa de Câmbio} \quad (1)$$

onde,

$V_{\text{recolhido}}$ = Valor a ser recolhido em Royalties

Volume = % da produção bruta (de 5% a 10%) em m^3

Preço de venda = Preço médio de venda de uma cesta de petróleo e gás natural usada como referência em $\text{US}\$/\text{m}^3$

Taxa de Câmbio = valor de $\text{US}\$ 1$ em Reais

Os Royalties são creditados aos estados e municípios beneficiários no segundo mês a partir do fato gerador (Figura 3). Assim, por exemplo, os Royalties referentes à produção do mês de Janeiro são depositados no Tesouro Nacional em até 30 dias após o fechamento do mês de produção (fim de Fevereiro) e são creditados aos beneficiários até o vigésimo dia do mês de Março. A Figura 4 mostra o fluxo de pagamento dos Royalties se a sua posterior distribuição aos beneficiários.

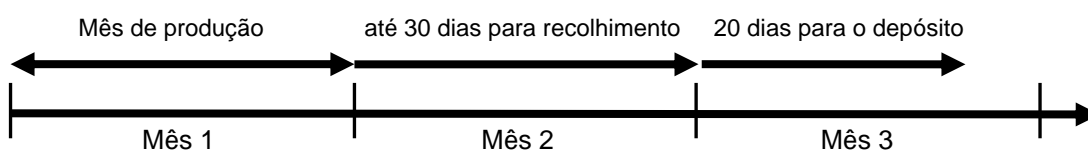


Figura 3 – Cronograma de pagamento dos Royalties
Fonte: adaptado de Barbosa, 2001

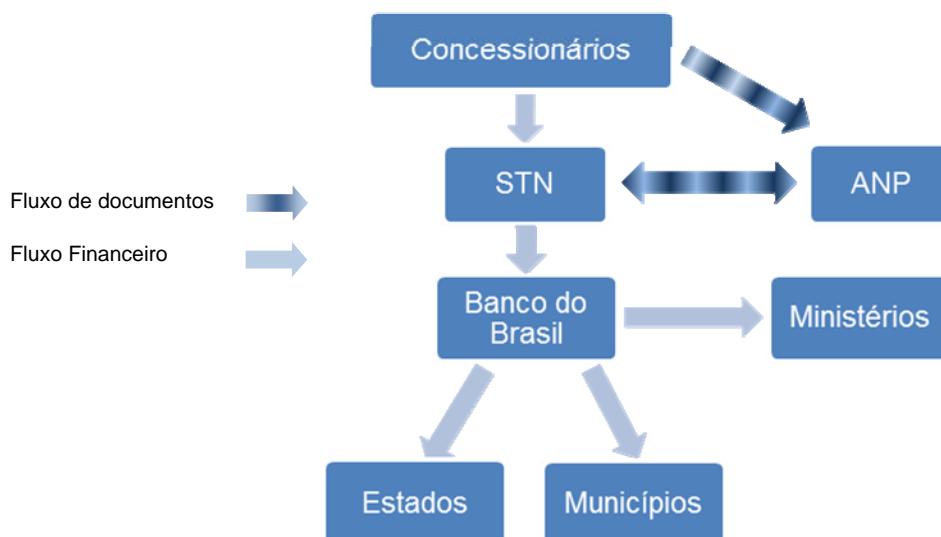


Figura 4 – Fluxograma de pagamento dos Royalties
Fonte: adaptado de Barbosa, 2001

2.5.2 Participação Especial

A Participação Especial (PE) foi criada no artigo 50 da Lei nº 9.478 (A Lei do Petróleo) e regulamentada pelo Decreto nº 2705/98. A PE estabelece uma compensação financeira sobre os campos com grandes volumes de produção ou grande rentabilidade (GUTMAN, 2007). Esta compensação financeira variável, de caráter progressivo, ou seja, quanto maior a produção maior a alíquota a ser paga, não é uma exclusividade da legislação brasileira. Outros países apresentam ferramentas de sobretaxação similares (e.g.: *Windfall Profit Tax* dos Estados Unidos, *Hydrocarbon Tax* da Noruega e o *Petroleum Revenue Tax* do Reino Unido).

Os recursos arrecadados são distribuídos da seguinte forma: 40% ao Ministério de Minas e Energia (MME), 10% ao Ministério do Meio Ambiente (MMA), 40% para o Estado e 10% para o Município onde ocorrer a produção em terra ou confrontante com a plataforma continental onde ocorrer a produção (Figura 5).

O MME deve investir os recursos em estudos e serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção de petróleo e gás natural, a serem promovidos pela ANP com o objetivo de promover serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção petrolífera, visando ao levantamento de dados técnicos em bases não exclusivas. Por sua vez, o MMA deve investir os recursos no desenvolvimento de estudos e projetos relacionados com a preservação do meio ambiente e recuperação de danos ambientais causados pela atividade da indústria do petróleo. Ainda não foi regulamentada a aplicação dos recursos da cota-parte devida a Estados (40%) e Municípios (10%).

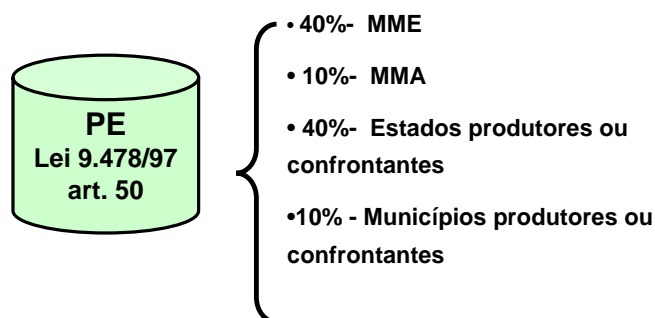


Figura 5 – Beneficiários da Participação Especial
Fonte: adaptado de Barbosa, 2001

A Portaria ANP 10/99 (alterada pela Portaria ANP nº 102/99) permite aos concessionários deduzirem alguns valores do montante a ser pago em Participação Especial. Tais deduções podem ser: o bônus de assinatura, do pagamento da retenção de área, o pagamento aos proprietários da terra, o investimento em pesquisa e desenvolvimento⁴ e alguns gastos nas fases de exploração, produção e desenvolvimento. Estas deduções geram perdas para Estados e Municípios, uma vez que esses dois beneficiados pela PE não são beneficiados por nenhuma dessas deduções e não recebem nenhuma contrapartida devido a essas deduções. Por este motivo, tais deduções são duramente criticadas por estados e municípios.

2.5.3 Bônus de Assinatura (*Bonus bidding*)

O bônus de assinatura é uma compensação financeira paga pelo vencedor da licitação estabelecida no artigo 46 da Lei do Petróleo. O bônus tem o seu valor mínimo estabelecido no edital de licitação do bloco e é proporcional ao potencial econômico conhecido do bloco. Quanto maior o potencial, maior será o bônus estabelecido.

O bônus de assinatura deveria ser destinado exclusivamente ao custeio das necessidades operacionais da ANP, porém o que ocorre de fato é o contingenciamento desses recursos no Tesouro Nacional com o objetivo de gerar ou aumentar o superávit primário nas contas da União. Desde a primeira até a décima rodada de licitações, já foram pagos R\$ 5,48 bilhões em bônus (Gráfico 6).

⁴ De acordo com o artigo 18 da portaria citada, as empresas que pagam PE devem obrigatoriamente investir 1% da receita bruta em pesquisa e desenvolvimento.

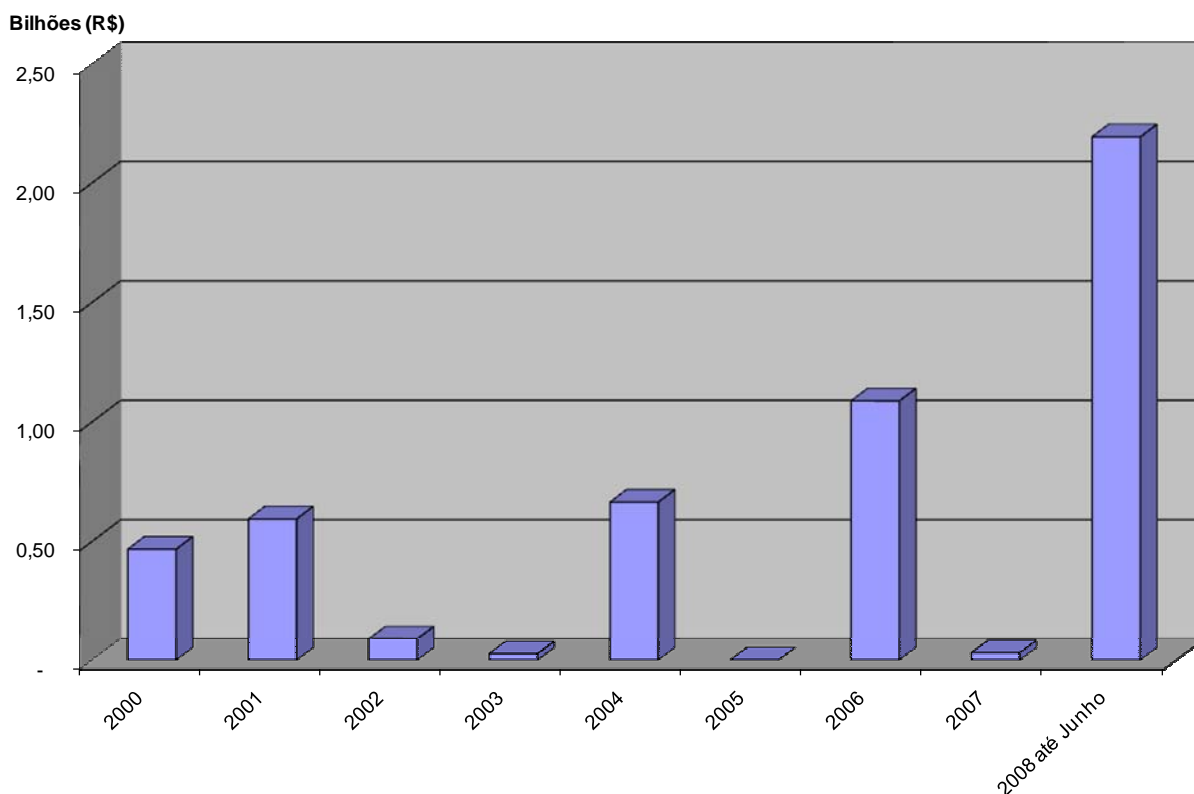


Gráfico 6 – Arrecadação desde 2000 em Bônus de Assinatura
 Fonte: compilação de dados obtidos em Agência Nacional do Petróleo, 2010

2.5.4 Retenção de áreas (*Rental fees*)

Também é uma compensação financeira paga pelo concessionário pelo uso das áreas com o objetivo do desempenho de uma atividade econômica. Gutman (2007) ressalta que diferentemente do aluguel de uma área, contrato no qual o locador cede a posse de um bem, a taxa de retenção de áreas tem por objetivo compensar a União pela cessão do direito de exercer a atividade de Exploração e Produção (E&P) na área em questão.

Este pagamento deve ser efetuado anualmente pelos concessionários, a partir da data de assinatura do contrato, disposto no edital de licitação e nas cláusulas contratuais. As faixas de valores por quilômetro quadrado e por fase de processo de E&P, adotadas para fins de cálculo desta participação, estão definidas no Decreto nº 2.705/98. Para fixação destes valores a ANP levará em conta as características

geológicas, a Bacia Sedimentar em que o bloco se situar, bem como outros fatores pertinentes. Os recursos provenientes desta participação governamental deveriam se destinar, assim como o bônus de assinatura, ao custeio das despesas da ANP para o exercício de suas atividades, o que na prática não ocorre.

2.5.5 Pagamento ao proprietário da terra

O pagamento ao proprietário da terra é uma taxa paga ao detentor do direito de propriedade da superfície, seja ele uma pessoa física, jurídica ou mesmo União, Estados ou Municípios e pode variar entre 0,5% e 1% da produção de cada poço. É uma prática comum do setor de mineração baseada no artigo nº 176 da Constituição Federal e consta no artigo nº 52 da Lei do Petróleo.

2.6 **Propostas de alteração das Participações Governamentais**

Apesar de a população em geral considerar que é recente sua descoberta, a existência de hidrocarbonetos em camadas de idade pré-Aptiniana (chamadas de Pré-Sal nas bacias de Campos e Santos) já é conhecida desde 1962 com perfuração do poço descobridor do campo produtor de petróleo de Carmópolis em Sergipe e sua produção comercial que data do ano seguinte. Na realidade o que houve no dia oito de Novembro de 2007 foi a divulgação, ao público, de resultados promissores da perfuração do poço 1-BRSA-369A-RJS, finalizada em Outubro de 2006, que indicava que o poço havia ultrapassado a camada de sal e encontrado indicações da presença de grandes volumes de hidrocarbonetos. A partir dos resultados deste poço e de outros poços que foram perfurados na região que ultrapassaram a camada de sal aptiniano, o setor previu no mínimo a duplicação das atuais reservas brasileiras de petróleo. Esses números despertaram a cobiça de políticos de alguns estados não-produtores que por sua vez pressionaram o governo federal pela mudança dos critérios de distribuição dos Royalties e da Participação Especial oriunda da produção petrolífera.

Em função desta pressão política, o Governo Federal criou uma Comissão Interministerial para discutir o tema. A discussão interna desta Comissão durou até 31 de agosto de 2009 quando foram apresentados quatro Projetos de Lei e que foram imediatamente enviados pelo Poder Executivo para o Congresso Federal sem qualquer discussão prévia com a Sociedade Brasileira, Setor Industrial, Governos Estaduais ou Municipais:

- PL 5.938/08 - Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, altera dispositivos da Lei nº. 9.478, de 6 de agosto de 1997, e dá outras providências.
- PL 5.939/08 - Autoriza o Poder Executivo a criar a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S/A - Pré-Sal S/A, e dá outras providências.
- PL 5.940/08 - Projeto do pré-sal que cria o Fundo Social - FS com a finalidade de constituir fonte regular de recursos para a realização de projetos e programas nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento da educação, da cultura, da ciência e tecnologia e da sustentabilidade ambiental.
- PL 5.941/08 - Autoriza a União a ceder onerosamente a Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o inciso I do art. 177 da Constituição, e dá outras providências.

2.6.1 Discussão sobre os Projetos de Lei

Durante as discussões sobre a mudança do Marco Regulatório do Petróleo, o único consenso que houve entre Governo Federal, oposição e sociedade é a idéia de transformar a renda do petróleo desta região em benefício para a sociedade brasileira. Quanto ao *modus operandi*, as divergências são muitas: existem correntes que advogam que todas as intenções propostas nos Projetos de Lei podem ser alcançadas sem mudanças radicais no Marco Regulatório do Petróleo, bastando apenas ajustes pontuais tais como a mudança das alíquotas e das faixas de

cobrança na Participação Especial, o que segundo seus defensores traria agilidade ao processo de mudança e tranquilidade ao mercado. Outras correntes contestam argumentando que a propriedade do petróleo é ponto fundamental para melhorar a posição geopolítica do Brasil no cenário mundial, justificada pela crescente escassez dessa *commodity*.

Existem vários argumentos e contra-argumentos que falam muito do “como fazer”. Porém, a verdadeira discussão é a linha política que o Estado Brasileiro quer seguir: em um extremo, um Estado fortemente presente nos processos decisórios e por vezes visto como autoritário, ou no outro extremo um Estado aberto à atração de investimentos estrangeiros e visto por outros como neoliberal. As lacunas que ficaram sem discussão ou sem um consenso foram muitas.

Todo o processo terminou sendo posto de lado, quando foi apresentada uma emenda (que será discutida a frente) que sugeria a alteração do percentual a ser recolhido em Royalties e a forma de distribuição entre os beneficiados. Esse fato fez com que o processo de votação das propostas fosse interrompido. A retomada das votações foi inúmeras vezes adiada e só foi possível depois de um acordo entre a base do governo e a oposição. Porém com a chegada do período eleitoral de 2010, apenas os projetos de lei 5.939/08 (Pré-Sal S/A), 5.940/08 (Fundo Social) e 5.941/08 (cessão onerosa) foram votados, ficando a votação do projeto de lei 5.938/08 (mudança do regime de contrato) para o período após as eleições. Após as votações na Câmara dos Deputados e Senado, as propostas ainda deverão ser sancionadas pelo Presidente da República para se tornarem válidas.

Essa demora para a definição do novo marco regulatório adia por mais tempo uma nova rodada de licitações da ANP. Esse adiamento apresenta implicações em curto prazo, como por exemplo, o desestímulo às empresas operadoras e de serviços em realizarem investimentos contínuos e em longo prazo, como por exemplo, na curva de produção daqui a nove ou dez anos, que é o tempo necessário entre a licitação e a entrada em produção de um bloco com resultados positivos.

Essa descontinuidade traz outros malefícios que não são observados pelo público em geral, mas que atinge determinados setores da cadeia produtiva do setor de petróleo. A maioria das empresas não faz investimentos em produção ou aquisição de equipamentos e contratação de serviços se não tiver uma perspectiva de

utilização desses recursos em longo prazo. Esta falta de licitações nos últimos anos levou às empresas de bens e serviços do setor, que não possuem contratos de longo prazo com a PETROBRAS, a diminuírem ou cancelarem os investimentos. Algumas delas, em função da falta de novos contratos, fecharam.

2.6.1.1 A mudança do regime de contrato

Atualmente o regime de contrato é o Contrato de Concessão⁵. A Proposta de Lei 5938/08 trata da mudança do atual regime de contrato para o Contrato de Partilha. Os Contratos de Partilha mudam de acordo com os interesses estratégicos, políticos e econômicos de cada país. A justificativa utilizada para a mudança é aumentar a apropriação dos recursos gerados pela exploração dos hidrocarbonetos do Pré-Sal, que segundo a justificativa não apresenta “risco” para quem for explorá-la, e o controle estratégico desses recursos. Tais justificativas não se sustentam quando discutidas mais aprofundadamente:

Apropriação dos recursos gerados

Além do IRPF e outros impostos, a melhor maneira a União se apropriar de parte dos recursos gerados pela exploração do petróleo são os Royalties e a Participação Especial. Os Royalties, a alíquota a ser recolhida por ele e seus critérios de distribuição foram criados pelas leis 7.990/89 e 9.478/97. Já a Participação Especial foi criada pela lei 9.478/97 e a alíquota a ser recolhida por ela e seus critérios de distribuição foram estabelecidos pelo Decreto 2.705/98.

O fato da alíquota a ser recolhida e dos critérios de distribuição da Participação Especial terem sido criados através de um decreto, concede ao Presidente da República, o direito de através de um outro simples decreto, alterar a alíquota e os critérios de distribuição. O que não é possível fazer para os Royalties, pois os

⁵ Com exceção de alguns poucos contratos de risco que ainda estão em vigor. (Ver item 3.1.2.3.)

mesmos foram estabelecidos por uma lei. Tais mudanças, no caso dos Royalties, demandariam a aprovação das propostas pela Câmara de Deputados e pelo Senado.

Considerando que os Royalties têm um caráter compensatório, enquanto a Participação Especial tem um caráter taxativo, se a União quiser sobretaxar as grandes produções de petróleo, basta alterar as alíquotas e os critérios da Participação Especial através de um decreto presidencial.

Controle estratégico da produção de petróleo

Outro argumento utilizado para a mudança do tipo de contrato é o controle estratégico da produção de petróleo. A tese novamente não se sustenta, pois o atual modelo permite o controle estratégico da produção de petróleo pela União através do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), cuja função é determinar a política do uso de energia no país e garantir o fornecimento dela de maneira econômica e sustentável e pela Agência Nacional do Petróleo (ANP), cuja função é regular o setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis. O CNPE é responsável por determinar as regiões de exploração e a velocidade das licitações, delineando a Política Energética do país e aprovando as áreas indicadas pela ANP que por sua vez aprova os planos de desenvolvimento e de produção dos campos a serem explorados e fiscaliza a produção. Em caso de situação de emergência, a destinação do petróleo (exportação ou consumo interno) pode ser estabelecida pelo CNPE e pela ANP em conjunto.

Deste modo, não fica clara a necessidade da mudança do regime de contrato para aumentar a apropriação dos recursos gerados pela exploração dos hidrocarbonetos bastando a alteração de alíquotas e critérios de distribuição da Participação Especial.

2.6.1.2 Dúvidas e pontos não esclarecidos durante a tramitação

Durante a tramitação dos projetos entre a Câmara dos Deputados e Senado Federal, as propostas foram analisadas pelos parlamentares com o auxílio de assessores técnicos e algumas audiências públicas. Porém algumas dúvidas não foram esclarecidas durante o processo. De certa forma, as propostas pareceram chegar de uma forma “pronta” sem muito espaço para discussão, o que dificultou o alcance de uma proposta mais próxima do consenso geral.

A delimitação do Pré-Sal

Tecnicamente o conceito Pré-Sal é geocronológico. No Brasil está relacionado a rochas reservatórios de idade pré-Aptiniana, pois seu selo é um sal depositado durante o Aptiniano⁶. O projeto de lei 5.938/08 sugere um polígono (Figura 12) que aparentemente está relacionado a batimetria do litoral brasileiro no trecho em questão e as descobertas conhecidas na região. O projeto de lei ainda prevê a criação de novas áreas a serem licitadas sob o regime de Partilha de Produção, mas não especifica quais critérios técnicos para enquadrá-las.

Apesar do conhecimento limitado sobre as áreas onde existem rochas com as características geológicas do Pré-Sal, existem dados técnicos (a partir de poços de exploração) que indicam a inexistência dessas rochas em regiões da área delimitada pelo projeto de lei como Pré-Sal. A área delimitada como Pré-Sal reúne regiões com características geológicas e de economicidade diferentes em apenas um conjunto. Esse fato poderá prejudicar áreas, então não promissoras, que serão obrigadas a ser licitadas sob os critérios dos Contratos de Partilha de Produção, que poderiam ser promissoras se licitadas sob o Contrato de Concessão.

⁶ Idade do Cretáceo Inferior da era Mesozóica do éon Fanerozóico compreendida entre 125 milhões e 112 milhões de anos (INTERNATIONAL COMMISSION ON STRATIGRAPHY, 2004).

Os Royalties

Os Royalties são compensações financeiras devidas a União, Estados e Municípios em função do empobrecimento de seu espaço geográfico. Não podemos esquecer que bem mineral pertence à União, mas que o espaço geográfico permeia as três esferas de governo. Faz-se necessário encontrar uma solução que não prejudique os estados/municípios produtores e que ao mesmo tempo leve aos outros estados/municípios benefícios por esta produção.

Na distribuição dos Royalties, além das compensações à União e aos estados e municípios produtores, a atual Lei do Petróleo prevê um percentual da arrecadação para o Fundo Especial de Estados e Municípios que contempla todos os estados e municípios da federação. Os recursos desse fundo são distribuídos da mesma forma que o Fundo de Participação de Estados e Municípios, ou seja, proporcionalmente à população e inversamente proporcional ao Índice de Desenvolvimento Humano (IDH), sendo 20% do total arrecadado distribuído para todos os estados e o Distrito Federal e 80% para todos os municípios da federação.

Então qual a necessidade da criação de um novo Fundo Social? Para aumentar o acesso dos benefícios gerados pela exploração deste bem mineral a toda a população brasileira, sem a criação de nada novo, bastaria aumentar a alíquota destinada ao Fundo Especial de Estados e Municípios. Porém faz-se necessário estabelecer uma forma que não prejudique os estados e municípios produtores. Para isso, essa diferença teria origem no aumento da alíquota retida da produção para os Royalties. A proposta seria o aumento da alíquota dos Royalties de 10% para 15% da produção bruta de petróleo e/ou gás natural. Esses 5% adicionais seriam completamente destinados ao Fundo Especial de Estados e Municípios aumentando assim o acesso de todos os estados e municípios da federação às riquezas geradas pela produção desse bem mineral.

A Participação Especial

Em função da natureza dos Contratos de Partilha de Produção, nas propostas enviadas pelo Governo não é citada a cobrança de Participação Especial. Subentende-se então, sua não aplicação nos novos Contratos de Partilha.

Os dados históricos mostram a Participação especial como um instrumento mais eficaz na apropriação dos recursos gerados pela produção de petróleo no Brasil do que os Royalties. Apesar das inúmeras deduções possíveis, nos últimos meses, a Participação Especial tem apresentado um volume 1,7 vezes maior que arrecadação dos Royalties.

Sua extinção acarretaria um grande prejuízo aos estados e municípios produtores. Os recursos destinados ao pagamento da Participação Especial terminaram sendo distribuídos entre a Operadora e a União, pois a mesma deixará de ser um custo, passará a fazer parte dos lucros que por sua vez, pelo Contrato de Partilha, serão divididos, de acordo com um contrato prévio, entre a Operadora e a União.

A manutenção da cobrança da Participação Especial seria uma outra forma de aumentar a participação nos lucros da atividade petrolífera. Para potencializar essa participação, o Governo Federal poderia ainda estabelecer que a Participação Especial não fosse mais deduzida do Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (IRPJ), que é recolhido pela União e parte dele vai para o Fundo de Participação de Estado e Municípios que é distribuído entre todos os estado e municípios da federação como vimos no tópico anterior.

O Bônus de Assinatura

O Bônus de Assinatura é um instrumento que não é utilizado pelo mercado internacional nos Contratos de Partilha de Produção. Ele é considerado uma forma de antecipação das receitas para União. É uma receita totalmente destinada à União, não é compartilhado com os estados e municípios e ainda pode ser deduzido na Participação Especial. Foi introduzido na proposta atual do Governo Federal após

as interpelações do Governo do estado do Rio de Janeiro no sentido de justificar a manutenção dos tipos de contrato no Brasil.

Sua extinção também seria um grande prejuízo para o Brasil assumindo que sem os Bônus de Assinatura, a arrecadação de um campo de petróleo ou gás natural só aconteceria quando o mesmo entrasse em operação, ou seja, de 6 a 10 anos após sua licitação.

Considerando que o Bônus de Assinatura é um processo de aquisição de ativos para a empresa e considerando que o preço médio de venda/aquisição de ativos (de reservas provadas) no mercado internacional de US\$ 10,00/barril, temos que, se comprovado o potencial de até 80 bilhões de barris de reserva provadas no Pré-Sal (após certificação dos recursos) poderíamos obter até 800 bilhões de dólares em Bônus de Assinatura.

Operadora única

Na Proposta de Lei 5.938/08 foi estabelecido que a Petrobras seja a única empresa autorizada a operar os campos de produção no Pré-Sal. A empresa ainda será obrigada a ter um mínimo de 30% de participação em todas as áreas a serem exploradas no Pré-Sal. Partindo dessa obrigatoriedade alguns problemas poderão acontecer:

- A empresa ser obrigada a entrar em áreas que não tem interesse comercial;
- Haver uma desvalorização, na bolsa de valores, da empresa devido à ingerência do governo federal;
- O enfraquecimento da indústria de fornecedores de bens e serviços, devido ao número restrito de compradores; e
- O engessamento da empresa devido ao fato do processo licitatório ser lento e burocrático.

Essa determinação poderá levar ao enfraquecimento do mercado de bens e serviços do setor de petróleo no Brasil devido ao fato de haver apenas um e somente um comprador. O mercado brasileiro de engenharia e de produção de bens fica completamente limitado, utilizando unicamente as especificações da PETROBRAS,

criando um empecilho para a internacionalização do setor e dificultando que o Brasil desfrute de tecnologias diferentes existentes em outras regiões do planeta.

Uma análise histórica da PETROBRAS mostra que a abertura do setor de petróleo no Brasil fortaleceu a empresa. A confirmação da existência de reservatórios com hidrocarbonetos no Pré-Sal ocorreu após a abertura do mercado. Dos 14 bilhões de barris de reservas provadas atuais, quase 8 bilhões foram incorporados após essa abertura.

A nova estatal para comercializar a cota-parte da união nos novos Contratos de Partilha – a Pré-Sal S/A

Os Contratos de Partilha pressupõe a existência de uma empresa 100% nacional que seria responsável pela gerência e venda da cota-parte em petróleo devida pela Operadora à União. Na Proposta de Lei, o Governo propõe a criação de uma nova estatal que será proprietária do petróleo produzido através dos Contratos de Partilha. Em cada bloco de concessão haverá um Comitê de Operação onde a nova estatal terá poder de veto sobre as decisões. Devemos observar ainda a exigência que a Petrobras tenha no mínimo 30% de participação em cada Bloco.

Baseado nesses fatos pressupõe-se que devido ao excessivo controle da União e da obrigatoriedade da PETROBRAS como terceira “sócia” e operadora (a PetroSal representando a União, a empresa interessada no bloco e a PETROBRAS com 30% do bloco), a atração de novos *players* internacionais provavelmente seja reduzida. É possível que apenas empresas estatais de petróleo de outros países em função da demanda crescente de petróleo por alguns países (e.g. NOCC/China) e de fundos internacionais de investimento tenham interesse em participar das licitações de blocos no Pré-Sal.

A criação do Fundo Social/Fundo Soberano

Criado na Proposta de Lei 5940/08 já aprovada, Fundo Social tem como objetivo constituir fonte regular de recursos para a realização de projetos e programas nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento da educação, da cultura, da ciência e tecnologia e da sustentabilidade ambiental. Esse Fundo Social é conhecido em outros países como Fundo Soberano. Este fundo receberá recursos diretos da União, dos Royalties, do Bônus de Assinatura e parte dos lucros da nova estatal criada para gerenciar os recursos oriundos da venda da cota-parte devida pela Operadora à União em função dos Contratos de Partilha. A gerência dos recursos será realizada por um Comitê de Gestão Financeira cujo objetivo é buscar a rentabilidade, a segurança e a liquidez de suas aplicações, e assegurar sua sustentabilidade financeira para o cumprimento das finalidades do fundo e um Conselho Deliberativo do Fundo Social cuja atribuição é deliberar sobre a prioridade e a destinação dos recursos resgatados.

Em geral os Fundos Soberanos são compostos por títulos de países com economias sólidas (exceto a do país proprietário do fundo) e de empresas altamente qualificadas economicamente (considerando rentabilidade e segurança) excetuando empresas que tenham atividades econômicas no setor de petróleo. O objetivo destas restrições é blindar o Fundo Soberano de impactos negativos gerados pela economia local do país e das variações do mercado internacional de petróleo.

Neste ponto, a principal dúvida que fica é por que no processo de capitalização da PETROBRAS (próximo item a ser abordado) grande parte das ações disponibilizadas na oferta de ações da empresa foi adquirida pelo Fundo Soberano contrariando as prerrogativas apresentadas no parágrafo anterior. Esse fato expõe o Fundo Soberano às variações que a PETROBRAS sofrer no mercado.

A capitalização da Petrobras

A capitalização tem como objetivo dar acesso a empresa aos recursos financeiros necessários para a exploração e a produção dos hidrocarbonetos da camada Pré-Sal previstos no Plano de Negócios 2010-2014 da PETROBRAS (Petrobras, 2010a). A União, como principal acionária da empresa, fez a cessão onerosa de cinco bilhões de barris em uma área de 3.865 km² na bacia de Santos, dentro do “Cluster do Pré-Sal”. Essas reservas foram “transformadas” em recursos contábeis e serviram como aporte da União no processo de capitalização. Posteriormente esses recursos contábeis serão ajustados de acordo com os resultados da venda da produção desses 5 bboe. O restante dos recursos veio da aquisição de novas ações que os atuais acionistas tiveram direito de adquirir devido ao aumento de capital realizado pela União. Parte das ações que foram ofertadas a estes acionistas e que não forem adquiridas, a própria União adquiriu, prioritariamente, e o restante foi ofertado ao público em geral no mercado de capitais. Segundo comunicação da empresa, dados preliminares apontam que esse processo captou entre 75 e 100 bilhões de Reais (Petrobras, 2010b).

A tabela 5 lista os cinco blocos que fornecerão os cinco bilhões de barris do contrato de cessão onerosa. Note na tabela uma área chamada Peroba que foi contingenciada, ou seja, bloqueada para novas licitações. Esta área só será utilizada caso não seja possível extrair os 5 bboe das seis outras áreas cedidas. Será de Peroba retirada a diferença restante para alcançar os 5 bboe do contrato de cessão onerosa.

Dois pontos chamam atenção no processo: a. O volume potencial total de recursos da área contingenciada é quase o dobro do volume inicialmente concedido. b. Segundo a lei aprovada, os 4,87 bboe excedentes na área estão bloqueados, ou seja, impedidos de serem leiloados e poderão ser posteriormente incluídos oficialmente na cessão onerosa, caso seja interesse da União.

Tabela 5 – Campos cedidos pela União à Petrobras para sua capitalização

Bloco	Volume Cedido (mboe)	Volume potencial da área (mboe)	Valor do barril (US\$)
Franco	3.058	6.056	9,04
Entorno de Iara	611	1.088	5,82
Florim	292	292	9,01
NE Tupi	291	291	8,54
Sul Guar	144	144	7,94
Sul Tupi	203	203	7,85
Sub-Total/Preço médio	5.000	8.074	8,51
Peroba*	1.069	1.796	
Total/Preço médio	6.069	9.870	8,51

* Bloco Contingente

O Plano de Negócios 2010-2014 prevê um montante US\$ 33 bilhões. Esses recursos não serão suficientes para todo o desenvolvimento dos prospectos conhecidos na camada “Pré-Sal”, mas serão suficientes para o início dos investimentos e provavelmente os lucros gerados pela exploração do “Pré-Sal” será reinvestido na continuidade da exploração e desenvolvimento destes prospectos.

Outro ponto que deve ser observado é que a PETROBRAS é uma empresa pública de capital misto. Em Julho de 2010, 33% de todas as ações da empresa pertenciam  União, entre as ações ordinárias a participação era de 51% (BOLSA DE VALORES DE SÃO PAULO, 2010a) e após o processo de capitalização, os percentuais subiram para 43% e 58% respectivamente (BOLSA DE VALORES DE SÃO PAULO, 2010b). Desta forma qualquer benefício financeiro dado à Petrobras, assim como o pagamento de dividendos por ao, a União será diretamente beneficiada, mas também os demais acionistas, sejam eles investidores nacionais ou estrangeiros.

A falta de mão-de-obra especializada

Segundo a PETROBRAS, o déficit de mão-de-obra especializada para a demanda das atividades de exploração e a produção do petróleo, que abrange o pós-sal e o pré-sal, e cumprir seu Plano de Negócios 2010-2014 é 207.643 profissionais. O déficit de mão-de-obra especializada no setor já era conhecido e aumentou com a descoberta do Pré-Sal. Para suprir essa necessidade, o Governo Federal lançou junto com a Petrobrás em 2003, o PROMINP (Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural). O programa está atrasado e não será capaz de fornecer, dentro do prazo estipulado, toda mão-de-obra especializada. Como será possível cumprir as metas contratuais de exploração, desenvolvimento e produção dos blocos no Pré-Sal?

2.6.2 O impacto financeiro das propostas e sua principal emenda

Durante o tramite normal de um projeto de lei no Congresso Nacional, a proposta é enviada à Câmara dos Deputados e após ser aprovada, com emendas ou não, é enviada ao Senado. Se o Senado aprova o projeto sem nenhuma alteração essa proposta é levada ao Presidente da República para sanção ou não. Caso haja alguma alteração no Senado, a proposta volta à Câmara e após nova aprovação segue para sanção.

Devido a vários motivos, em especial a sensibilidade gerada pelo período eleitoral, os projetos sofreram várias propostas de alteração. A análise que se segue é baseada na proposta enviada ao Congresso e no tópico posterior será apresentada uma nova análise baseada na principal proposta de modificação do texto original.

2.6.2.1 A Emenda Ibsen

Após um acordo inicial entre a base do governo e a oposição, os deputados federais Ibsen Pinheiro (PMDB/RS) e Humberto Souto (PPS/MG) propuseram uma emenda que modificava ainda mais a forma de distribuição dos Royalties e da Participação

Especial devidos pelas empresas produtoras de petróleo à União, Estados e Municípios Produtores (Tabela 6).

Tabela 6 – Alterações da distribuição de Royalties e Participação Especial baseadas na emenda Ibsen

Unidade da Federação	Atual Lei		Proposta IBSEN	
	Royalties (%)	PE (%)	Royalties (%)	PE (%)
Estados Produtores	26,50	40,00	-	-
Municípios Produtores	26,60	10,00	-	-
Municípios com instalações	8,75	-	-	-
União	30,00	50,00	30,00	50,00
Fundo Especial /Todos estados e municípios	8,75	-	70,00	50,00
TOTAL	100,00	100,00	100,00	100,00

A lei vigente usa critérios como a influência da cadeia produtiva do petróleo na região e a posição espacial dos campos produtores em relação aos territórios de estados e municípios brasileiros. Na proposta da emenda, a divisão passa a ser proporcional à população e inversamente proporcional à renda *per capita*.

Tomando como base o ano de 2009 e a partir das Alíquotas proposta na emenda, a arrecadação do Rio de Janeiro e seus municípios seria de apenas 223 milhões entre Royalties e Participação Especial. As perdas chegariam a 97% da arrecadação atual:

Tabela 7 – Impacto financeiro no recebimento de Royalties e PE para o estado do Rio de Janeiro e seus municípios baseado na emenda Ibsen

	Atual Lei			Proposta IBSEN			Dif. (%)
	Est. RJ	Mun. RJ	Total RJ	Est. RJ	Mun. RJ	Total RJ	
Royalties	1.709,38	1.872,10	3.581,48	42,69	84,39	127,08	96,45
PE	3.175,45	793,86	3.969,31	32,28	63,95	96,23	97,58
Total	4.884,83	2.665,96	7.550,79	74,97	148,34	223,31	97,04

em milhões de R\$

2.6.2.2 O relatório final da Comissão Especial da Câmara de Deputados

O relatório final da Comissão Especial da Câmara de Deputados responsável pelo Projeto de Lei da Partilha nº. 5.938/09 não tratava da alteração nas alíquotas de distribuição dos Royalties. Porém em decorrência dos problemas gerados pela Emenda Ibsen, houve um acordo preliminar, de consenso da maioria, onde se propôs as seguintes alterações nas alíquotas de distribuição dos Royalties.

Tabela 8 – Alteração nas alíquotas de distribuição dos *Royalties*

Beneficiário	Antes mudança	Modificação	Diferença
Estado Produtores	2,625	3,75	1,125
Municípios Produtores	2,625	0,9	(1,725)
Municípios com Instalações	0,875	0,45	(0,425)
União	3	2,85	(0,15)
Fundo Meio Ambiente	0	0,45	0,45
Fundo Especial	0,875	6,6	5,725

Considerando as mudanças sugeridas nesta proposta e tomando como base um volume a ser explorado de 60 bboe no Pré-Sal, a taxa de câmbio em R\$2/US\$ e um preço médio de venda de US\$80/boe, teríamos uma perda de arrecadação de quase 17% em relação a atual legislação. Em termos absolutos, o Estado do Rio de Janeiro e seus municípios perderiam R\$ 3,8 bilhões em Royalties (Tabela 9) durante toda a exploração do Pré-Sal. Confirmada a extinção da Participação Especial para estados e municípios produtores, as perdas desta arrecadação para o Rio de Janeiro e seus municípios seriam de R\$ 459 bilhões. Somadas perdas em Royalties e Participação Especial corresponderiam a uma queda de mais de 55% do que poderia ser recebido se mantidas as atuais regras.

Tabela 9 – Simulação do impacto financeiro para o Estado do Rio de Janeiro e seus municípios baseado na mudança nas alíquotas dos Royalties proposta no Relatório Final da Comissão Especial

Barris	60 bilhões				
Preços do barril (US\$)	60				
Taxa de Câmbio (R\$/US\$)	2				
Preço do Barril (R\$)	120				
Receita Total do Petróleo (R\$)	7.200				
	Concessão		Partilha		Diferença
Royalties	10%	720,0	15%	1.080,0	360,0
RJ (Estado e Municípios)	6,1%	367,2	5,1%	367,2	(3,8)
Demais Estados e Municípios+União	3,9%	280,8	9,9%	712,8	432,0
Participação Especial		770,8		1.155,6	385,2
Rio de Janeiro (Estado e Municípios)	50%	385,2	0%	-	(385,2)
Demais Estados e Municípios+União	50%	385,2	100%	1.155,6	770,4
Royalties + PE		1.490,4		2.235,6	745,2
Rio de Janeiro (Estado e Municípios)		752,4		367,6	(459,0)
Demais Estados e Municípios+União		738,4		1.868,4	1.130,4

em bilhões de Reais

2.7 Outros Tributos e Contribuições

No Brasil ainda não há uma legislação tributária específica para indústria de petróleo e gás natural. O que há é um conjunto de tributos e contribuição que incidem sobre esta cadeia produtiva de maneira genérica. Acreditamos que com o desenvolvimento do setor de E&P e a importância econômica e política que essas commodities vem tomando, logo o governo federal apresente uma proposta de legislação tributária-fiscal específica para a indústria do petróleo.

Além das Participações Governamentais (Royalties e PE), existem outros tributos diretos e indiretos que oneram a exploração e produção de petróleo e gás natural. Eles são: os tributos diretos - o Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (IRPJ), a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL), os Programas de Integração Social (PIS), a Contribuição para a Seguridade Social (COFINS) e os tributos

indiretos - o Imposto Sobre Serviços (ISS), o Imposto Sobre Circulação de Mercadorias (ICMS), o Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI), o Imposto de Importação (II) (GUTMAN, 2007).

Com o objetivo de desonerar, o fornecimento de bens para a exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil foi criado o Regime Aduaneiro Especial de Exportação e Importação de Bens Destinados às Atividades de Pesquisa e Lavra das Jazidas de Petróleo e Gás Natural ou REPETRO.

2.7.1 Tributos diretos

Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (IRPJ)

O IRPJ é um imposto de competência federal que incide sobre a renda ou proventos de qualquer natureza. O seu pagamento é calculado a partir do lucro da empresa, que por sua vez pode ser calculado de três formas diferentes:

- Lucro Real – é calculado em 25% tomando como base o saldo entre a receita total obtida pela atividade e todos os gastos. Ainda podem ser deduzidas pelas empresas de E&P as importâncias aplicadas em exploração e produção (e.g. sísmica, reparos em poços, depreciação dos bens, etc...), as Participações Governamentais (e.g Royalties e Participação Especial) e outros tributos (exceto CSLL).
- Lucro Presumido – como regra geral é pago um montante de 8% sobre a receita bruta do período. Existem exceções que estão dispostas nos artigos 515 a 528 do Regulamento do Imposto de Renda (RIR).
- Lucro Arbitrado – é uma penalidade aplicada pela Receita Federal sobre contribuintes que tenham apresentado alguma irregularidade. De um modo geral será aplicada uma penalidade de 20% sobre o percentual aplicado ao Lucro Presumido específico de cada atividade.

Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL)

A alíquota desta contribuição federal é de 9%, que somada ao IRPF eleva a 34% a tributação dos lucros em atividades de E&P de petróleo e gás natural no Brasil. A base de cálculo é muito similar ao do IRPJ.

Programas de Integração Social (PIS) e a Contribuição para a Seguridade Social (COFINS)

O PIS e a CONFINS são segundo Gutman (2007) contribuições parafiscais cujo objetivo é fomentar programas sociais de garantia de renda como o seguro-desemprego e o abono anual “do PIS”. Sua base é toda a renda bruta da empresa. Atualmente a alíquota do PIS é de 1,65% e da COFINS é de 7,6%.

2.7.2 Tributos indiretos

Imposto Sobre Serviços (ISS)

É um imposto municipal, sua base de cálculo é o valor do serviço e sua alíquota é definida por Lei Complementar (nº 116) e Emenda Constitucional (nº 37) variando entre 2% e 5% . Devido a essa limitação legal, os municípios ficam impedidos de isenção ou benefícios fiscais à patamares inferiores a 2%.

Imposto Sobre Circulação de Mercadorias (ICMS)

O ICMS é um imposto de competência dos Estados e do Distrito Federal. Possui isenção na exportação. Tem grande importância nas atividades de E&P por possuir uma alíquota significativa e gerar grandes volumes de arrecadação. A alíquota a ser paga varia de estado para estado. Uma particularidade deste imposto é a isenção na circulação entre estados. Este fato gera descontentamento dos estados produtores de petróleo (RJ, AM, ES, BA, RN, etc...) devido à renúncia fiscal, não compensada, e ao privilégio à tributação no estado consumidor (SP). Os prejuízos gerados ao Estado do Rio de Janeiro serão discutidos em um tópico posterior.

Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) e o Imposto de Importação (II).

São impostos federais cuja base de cálculo é o valor de venda da mercadoria. Suas alíquotas variam de bem a bem (e.g. IPI: cigarro 330%, bebidas 60%, bombas e compressores 20% e plataformas de perfuração 5%). No caso do II, a Receita Federal pode optar pela alíquota específica, ou seja, um valor determinado pela unidade de produção (e.g. tantos centavos por metro quadrado de revestimento).

2.7.3 REPETRO

O Regime Aduaneiro Especial de Exportação e Importação de Bens Destinados às Atividades de Pesquisa e Lavra das Jazidas de Petróleo e Gás Natural ou REPETRO tem por finalidade desonerar de tributos federais o fornecimento de bens para a exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil. Foi instituído pelo Decreto nº 3.161, de 02 de setembro de 1999, posteriormente revogado pelo Decreto nº 4.543/2002 – e regulamentado pela Instrução Normativa da Secretaria da Receita Federal nº 4/2001 (IN 4/2001)

Usando o REPETRO o fornecedor nacional fica livre do pagamento do PIS, COFINS e IPI, enquanto a importação fica com o pagamento do PIS, COFINS, II e IPI suspensos, além do Adicional de Frete para Renovação da Marinha Mercante (AFRMM).

Os benefícios de isenção e de suspensão do REPETRO restringem-se aos bens relacionados no anexo único da IN 4/2001 (“Bens Principais”), podendo, no entanto, ser estendidos às máquinas e equipamentos sobressalentes, ferramentas e aparelhos e outras partes e peças destinadas a garantir a operacionalidade desses bens (“Bens Acessórios”).

A instituição do REPETRO deu um grande incentivo à exploração de petróleo e gás natural no litoral brasileiro. Esse regime não só viabilizou a atividade petrolífera em geral, como também estimula a indústria nacional. Porém apresenta alguns problemas que mereceriam ajustes, como por exemplo:

Apesar de 10% da produção nacional ser em terra, a instrução normativa IN 4/2001 ignora as operações *onshore*, deixando de fora inúmeros bens que são essenciais às atividades de pesquisa e lavra desenvolvidas em terra.

Devido ao REPETRO ser um instrumento do governo federal, as importações e exportações sujeitas a esse regime nem sempre encontra tratamento favorável nos estados, principalmente no que diz respeito à cobrança do principal tributo de sua competência, o ICMS. Esse problema deveria ser re-analisado, visto que cabe única e exclusivamente à União Federal definir o que é exportação. Assim, tendo a União decidido que a exportação com saída ficta do território nacional deve ser equiparada à exportação “real”, não poderiam os Estados manter entendimento diferente.

3 A INCERTEZA GEOLÓGICA EM PROJETOS DE E&P DE PETRÓLEO

Nos últimos meses, os anúncios de diversas descobertas na camada Pré-Sal com volumes estimados que poderão mais que duplicar as reservas de petróleo e gás natural brasileiras, seguidos de especulações sobre a entrada do Brasil na OPEP e outras informações desencontradas, geraram uma grande e deturpada expectativa à população.

Na imaginação popular, o Pré-Sal é um gigantesco bolsão de petróleo, contínuo e com limites muito bem conhecidos, onde basta apenas furar um poço e começar a produzir. A idéia de que o “Risco Geológico” na prospecção do Pré-Sal é ZERO ou muito pequeno foi difundida pelo Governo Federal e de alguns simpatizantes da proposta de mudar o Marco Regulatório do Petróleo.

Na verdade, todo e qualquer projeto de exploração e prospecção de petróleo possui uma incerteza geológica sempre presente e é inerente ao desconhecimento das condições em sub-superfície.

Esse desconhecimento, por vezes nos leva a confundir conceitos como RISCO e INCERTEZA:

RISCO: São eventos que podem ser discretizados (com inicio e fim).

INCERTEZA: São as chances de algo ocorrer ou não, que podem ser quantificadas de 0 (não acontecer) a 1 (acontecer).

Como exemplo, para projetos de E&P, podemos citar como incerteza de haver ou não rocha geradora, de haver ou não selo, de haver ou não trapa, etc... como veremos adiante.

3.1 Projetos de E&P de petróleo

Quando comparados a outras atividades, os projetos de exploração e prospecção de petróleo possuem características particulares: Alto investimento, alto risco, alta rentabilidade e longo prazo de retorno.

Projetos de E&P de petróleo em geral se subdividem nas seguintes fases (Figura 6):

- Exploração – nesta fase é identificada a existência ou não de petróleo ou gás natural e se confirmadas, são avaliadas as reservas e os custos de produção.
 - Prospecção – as atividades de prospecção são implementadas de acordo com o custo operacional e o nível de conhecimento geológico da região. Quanto maior o conhecimento e quanto mais apontar para a possibilidade de ocorrência, maior será o volume de recursos aplicados. Naturalmente um programa de prospecção inicia-se com linhas sísmicas regionais, linhas sísmicas 3D em detalhe, outros métodos indiretos para calibrar as informações adquiridas e por fim poços exploratórios. Confirmada a existência de petróleo/gás natural, passa-se para próxima fase. Caso contrário, novos testes são realizados ou a área é abandonada.
 - Avaliação – é o momento onde os volumes recuperáveis de petróleo e gás natural são calculados e a viabilidade econômica do projeto é avaliada⁷. Para isso, novos poços são perfurados com o objetivo de aumentar o conhecimento geológico do prospecto. Amostras do reservatório são coletadas para se conhecer as características

⁷ A viabilidade econômica depende de fatores como custo de operação (depende da disponibilidade e do custo de novas tecnologias) e o valor de comercialização do petróleo/gás natural. Há casos onde o alto custo de operação ou o baixo valor de comercialização podem inviabilizar temporariamente um projeto. A inversão de um dos fatores (baixa no custo ou aumento no valor de comercialização) pode tornar um prospecto economicamente viável.

petrofísicas das rochas (e.g.: composição, fraturamento, porosidade, permeabilidade, etc...). Um teste de longa duração (TLD) é realizado e um plano de desenvolvimento é apresentado.

- Desenvolvimento – é a fase onde o plano de desenvolvimento é colocado em prática e onde a maior parte dos investimentos é aplicada. Nesta fase são comprados ou arrendados os grandes equipamentos (e.g.: sondas de produção, oleodutos, etc...). Após alguns testes, as adaptações no plano de desenvolvimento podem ser realizadas de acordo com as necessidades operacionais. O projeto-piloto é instalado. Nesta fase já há alguma produção de petróleo/gás natural, minimizando assim o saldo financeiro negativo.
- Produção – uma vez estabelecido o melhor procedimento de operação, entra a fase de produção. Nesta fase os principais custos são os de operação e manutenção das instalações. Geralmente é a fase com maior duração, após alguns anos de produção, o saldo do projeto torna-se positivo.
- Descomissionamento – após atingir o limite do custo econômico de operação do campo, a operadora devolve o campo à União ou negocia com uma outra empresa operadora⁸. Investimentos de recuperação são realizados com o objetivo de minimizar os impactos causados pelas operações de produção do petróleo/gás natural.

Nos projetos de E&P de petróleo os custos iniciais são altos, aumentando cada vez mais até o momento da produção. Por sua vez o risco diminui a cada fase, pois o conhecimento geológico é cada vez maior (Tabela 10).

⁸ A concessionária pode negociar com outra operadora cujos custos de operação são menores, viabilizando a continuidade do projeto. Caso haja alguma empresa interessada, a operação deve ser aprovada pela ANP.

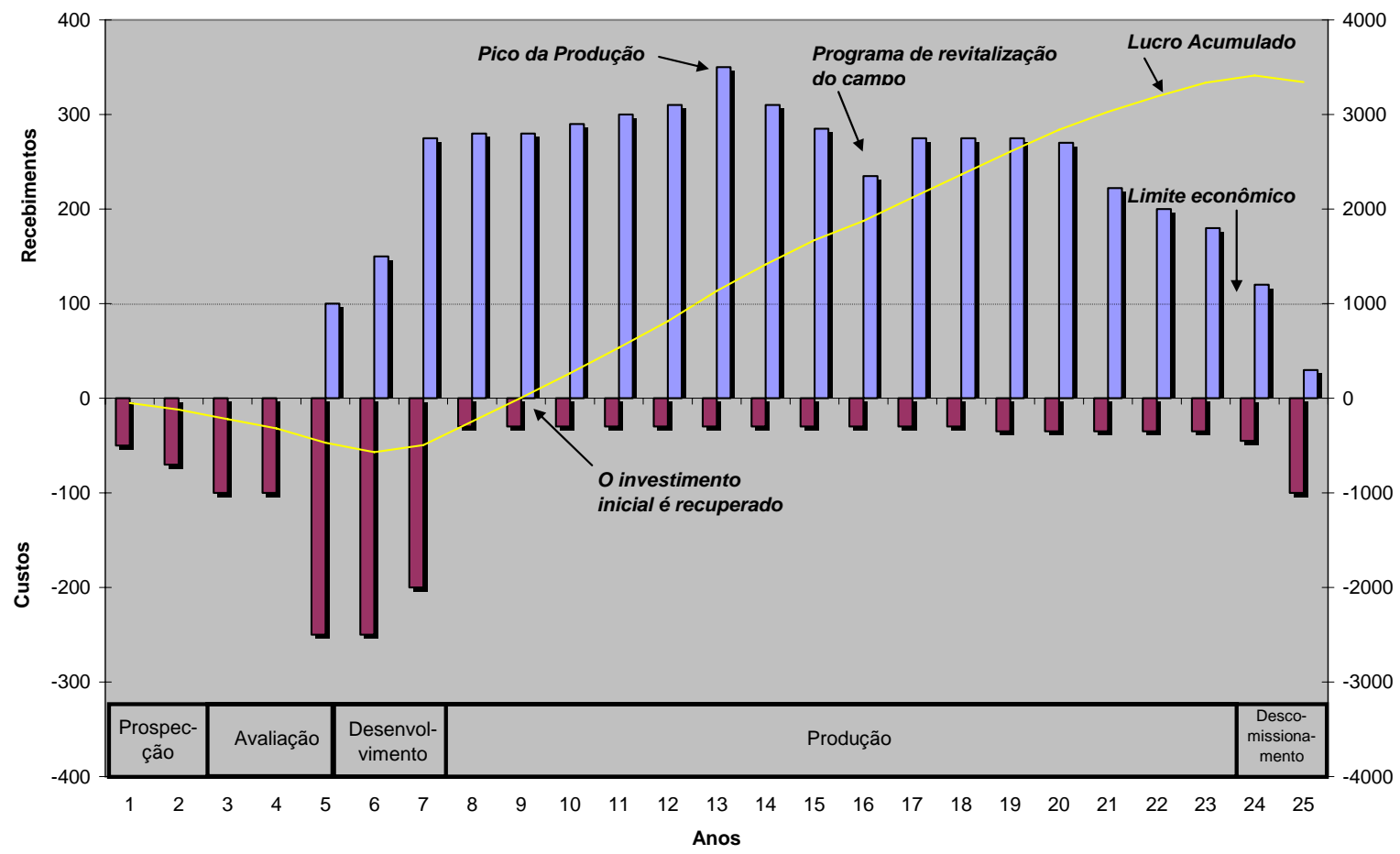


Figura 6 – Fases de um projeto de exploração e produção de petróleo ou gás natural

Tabela 10 – Matriz de investimento e risco de um projeto de E&P de petróleo

Fase	Capital Investido	Incertezas
Prospecção	Baixo	Altas
Avaliação	Médio	Médias
Desenvolvimento	Alto	Baixas
Produção	Baixo	Baixas
Descomissionamento	Médio	Quase nulo

3.1.1 Incertezas associadas a um projeto de E&P de petróleo/gás natural

Durante a análise de viabilidade de um projeto de exploração e produção de petróleo ou gás natural, as seguintes incertezas são avaliadas (OLIVEIRA; MEDEIROS, 2007):

- *Incerteza geológica* - Para que haja uma ocorrência mineral, alguns fatores geológicos devem coexistir de maneira coordenada. A ausência de um dos fatores ou a falta de sincronismo entre eles pode inviabilizar a existência da ocorrência. Desta forma, incerteza de não haver cada um dos fatores ou seu sincronismo é a incerteza geológica do projeto.

- *Incerteza econômica* - Na análise da incerteza econômica de um projeto, a estimativa de custos, a taxa de retorno, o fluxo de caixa, o valor presente líquido (VPL), a probabilidade de sucesso e o valor monetário esperado (VME) são os principais fatores considerados (Oliveira *et al.*, 2007). O valor de venda do petróleo ou gás natural, o câmbio, os custos de investimento e os custos operacionais são variáveis que controlam esses fatores.

- *Incerteza financeira* - A incerteza financeira está associada à capacidade de investimento da empresa e outros fatores ligados diretamente à sua organização. Desta forma, varia de empresa para empresa (e.g.: se um investimento representar uma grande parcela do orçamento geral da empresa, o insucesso do projeto pode decretar o fim da mesma).

- *Incerteza política* - A incerteza política é ligada à estabilidade política e legal do país onde está o prospecto. Segundo Park (2006), o investidor também observa três aspectos fundamentais do regime legal e contratual: o direito de monetizar a produção, estabilidade das regras e a arbitragem internacional dos contratos. A ausência de qualquer um destes três aspectos coloca os investimentos em situação de risco elevado, e pode justificar uma decisão de não investir.

3.2 A Incerteza Geológica

A Incerteza Geológica em um projeto de E&P mineral está associada à probabilidade de haver ou não uma ocorrência mineral, neste caso, de petróleo e/ou de gás natural.

$$\text{Incerteza Geológica} = 1 - \left(\text{Probabilidade da ocorrência das condições para acumulação de petróleo} \right) \quad (2)$$

A probabilidade da ocorrência de petróleo/gás natural em uma determinada área está ligada à coexistência, de maneira sincronizada, de alguns fatores geológicos. A ausência de um dos fatores ou a falta de sincronismo entre eles pode inviabilizar a existência da ocorrência.

Diversas metodologias (WHITE, 1993; LERCHE, 1993, 1997; OTIS; SCHNEIDERMAN, 1997; ROSE, 1992, 2004) foram apresentadas para o cálculo da probabilidade de ocorrência de hidrocarbonetos, com números diferentes de variáveis⁹. Em algumas metodologias, as variáveis são independentes entre si e outras não (HARBAUGH *et. al.*, 1995; NEPOMUCENO FILHO, 1997). O maior número de fatores geológicos e a dependência entre eles tornam a metodologia cada vez mais complexa, e não necessariamente melhor. Cada caso deve ser analisado individualmente e verificada a melhor relação custo-benefício a ser adotada.

Como exemplo, podemos apresentar a metodologia proposta por Rose (1992) que utiliza o menor número de fatores geológicos, independentes entre si, que parte do pressuposto que primeiramente é necessária a ocorrência de dois tipos de rochas sedimentares com características específicas: uma com relativa concentração de carbono orgânico (rocha-geradora), outra com alta densidade de espaços vazios interconectados (rocha-reservatório), estruturas para o fluxo dos hidrocarbonetos (trapa) e um terceiro tipo de rocha impermeável (selo).

A partir desses pressupostos, é imperativo que os eventos ocorram na seguinte seqüência: a geração do petróleo em rochas-geradoras e, posteriormente, que o hidrocarboneto gerado sofra migração para rochas-reservatório através de trapas e sobre estas exista um selo que impeça que o petróleo ou o gás natural continue a se movimentar (Figura 7).

⁹ O consenso é que haja ao menos os seguintes fatores geológicos: Geração, Migração, Reservatório, Trapa e Selo em Sincronismo. Outros fatores como Porosidade, Permeabilidade, Continuidade, etc. são considerados subdivisões desses fatores principais.

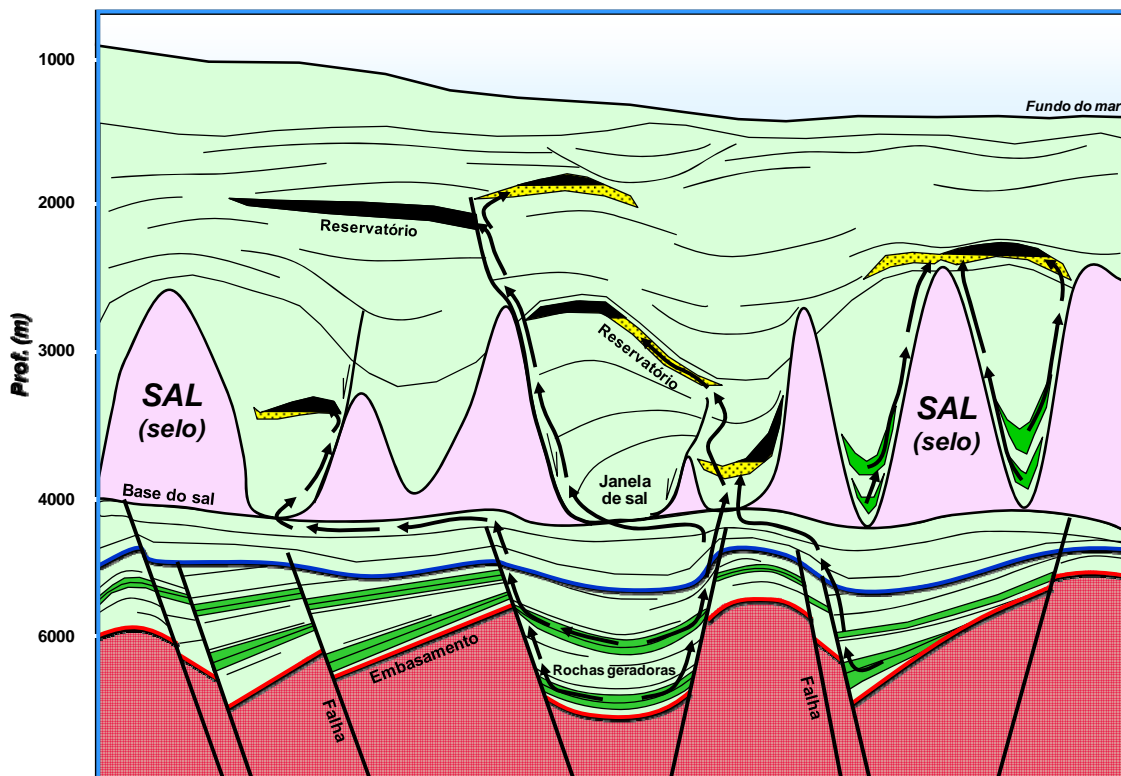


Figura 7 – Sistema petrolífero
 Fonte: adaptado de Petrobras, 2010

Desta forma, nesta metodologia, a probabilidade de sucesso geológico pode ser estimada através do produto das probabilidades de ocorrência de cada fator geológico:

$$P(\text{Ocorrência}) = P(\text{Ger}) * P(\text{Mig}) * P(\text{Reserv}) * P(\text{Trap}) * P(\text{Sel}) * P(\text{Sinc}) \quad (3)$$

onde,

$P(\text{Ger})$ = probabilidade de ocorrência da Geração

$P(\text{Mig})$ = probabilidade de ocorrência da Migração

$P(\text{Reserv})$ = probabilidade de ocorrência de Reservatório

$P(\text{Trap})$ = probabilidade de ocorrência de Trapa

$P(\text{Sel})$ = probabilidade de ocorrência de Selo

$P(\text{Sinc})$ = probabilidade de ocorrência de Sincronismo

A probabilidade de que ocorra algum dos fatores geológicos é dada por um avaliador. Em termos qualitativos, o avaliador atribui ao fator geológico uma classificação que varia de impossível a possível, correlacionável a valores numéricos

que variam, respectivamente de 0% a 100% ou de 0 a 1. Otis & Scheneidermann (1997) apresentam o fator de risco geológico como o inverso da probabilidade de sucesso geológico. O importante é ter em mente que o risco geológico é uma medida que se contrapõe ao sucesso geológico.

Durante a fase de exploração, a função da prospecção é verificar a existência de cada fator geológico com o objetivo de estabelecer o valor da probabilidade de existência em 0 (descartada a existência) ou 1 (confirmada a existência). Para isso, as empresas de prospecção utilizam métodos diretos, como por exemplo, poços exploratórios ou métodos indiretos como a geofísica (principalmente a sísmica), ou mesmo, comparação com outros sistemas petrolíferos correlacionáveis.

Todos esses fatores geológicos são essenciais para a existência de hidrocarbonetos, o que quer dizer que se a probabilidade de ocorrência de algum destes fatores for nula, é impossível fisicamente que hidrocarbonetos se acumulem no play investigado. Então a cada um dos fatores geológicos considerados é associada uma probabilidade de ocorrência. Uma vez estimadas essas probabilidades devem ser combinadas para o cálculo da probabilidade de sucesso geológico.

Rose (2004) define a probabilidade de sucesso geológico como sendo a probabilidade do fator geológico menos provável. Para Otis & Scheneidermann (1997) a probabilidade de sucesso é igual ao produto das probabilidades individuais dos fatores geológicos, ou seja, as ocorrências dos fatores geológicos são probabilisticamente independentes entre si, premissa essa, nem sempre verdadeira.

A percepção da chance que o fator geológico ocorra depende da sensibilidade ou da experiência do avaliador, da mesma forma que alguns avaliadores têm uma tolerância maior ao risco que outros. Por isso, neste método a estimativa de um parâmetro deverá ser obtida, preferencialmente, a partir da média dos valores percebidos por diversos especialistas. A probabilidade de sucesso deve ser interpretada como um valor único e não como uma distribuição de valores possíveis.

A Figura 8 apresenta uma escala de conversão de chances qualitativas em probabilidades quantitativas adaptada por Lerche (1993) a partir da proposta de Rose (1992):

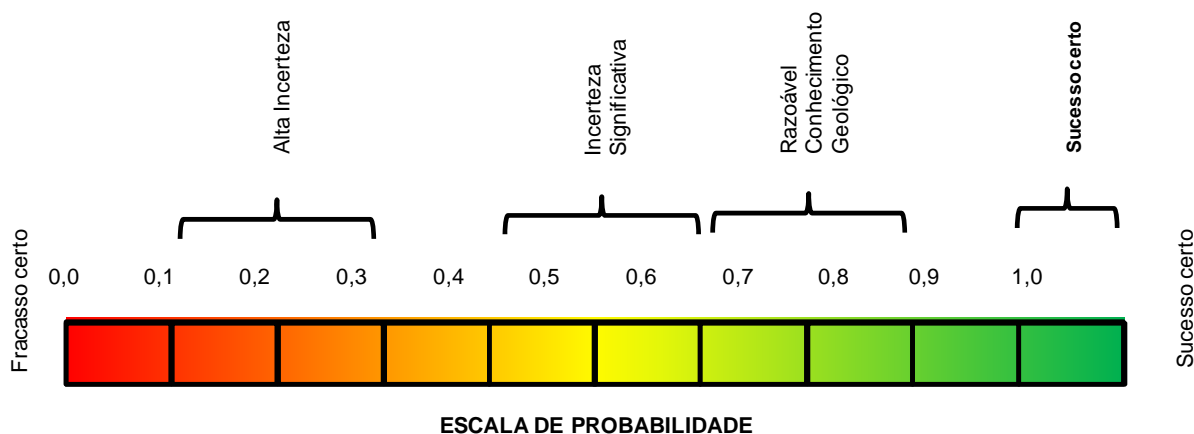


Figura 8 – Escala de conversão de chances qualitativas em probabilidades quantitativas

Fonte: adaptado de Lerche, 1993

Esta metodologia pressupõe a independência dos parâmetros utilizados, o que pode não ser totalmente verdadeiro em algumas situações, mas vários autores, como Nepomuceno Filho (1997), Harbaugh *et al.* (1996), consideram aceitável a premissa de independência, como um caso particular e razoavelmente comum.

Nesta metodologia, o Risco Geológico, que representa a probabilidade de que todos os fatores geológicos tenham ocorrido de maneira sincronizada, vai variar entre 1 e 0. Otis e Schneiderman (1997) propõem na Figura 9 uma categorização de Risco Geológico.

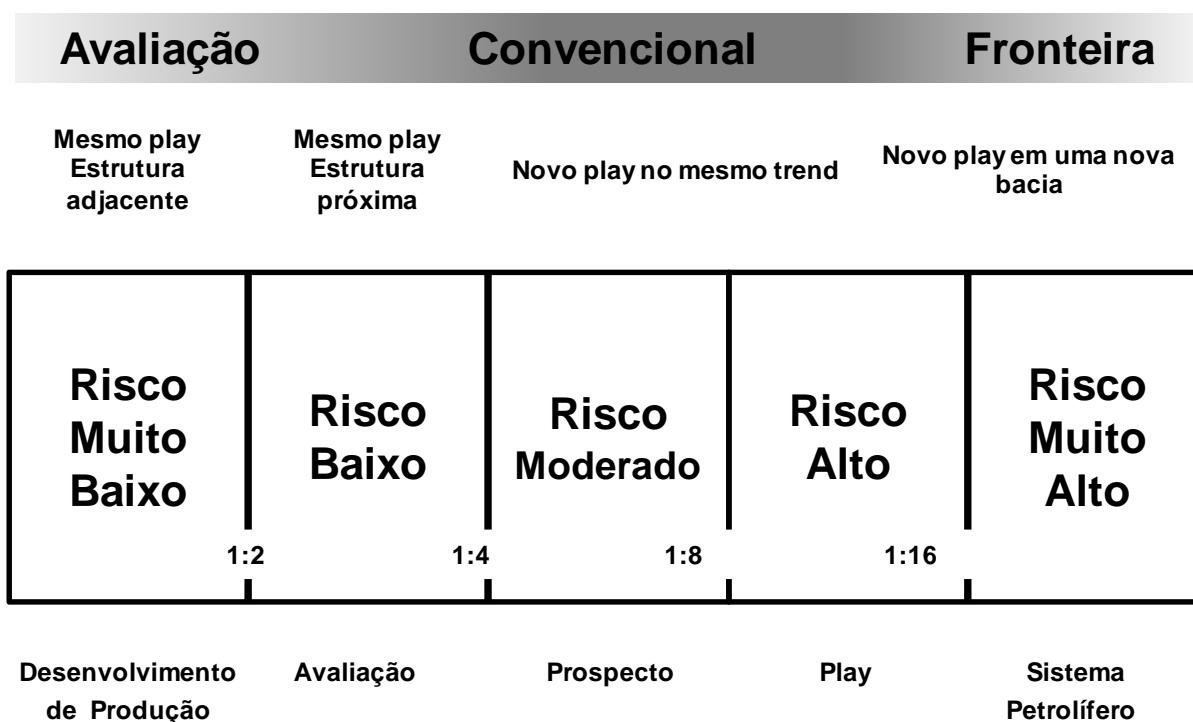


Figura 9 – Categorias de Risco Geológico
 Fonte: adaptado de OTIS; SCHNEIDERMAN, 1997

3.3 Simulações Numéricas

Um modelo matemático é a simplificação de fenômenos do mundo real, onde esses fenômenos são representados através de equações matemáticas. Alguns desses fenômenos são extremamente simples e podem ser representados por uma simples fórmula, como descrever o tempo de deslocamento de um fluido incompressível em um determinado meio poroso homogêneo. Outros são mais complexos, pois dependem da interação de vários outros fenômenos, formando um sistema, como por exemplo, o volume que pode ser extraído de um reservatório de hidrocarbonetos que depende de uma maneira muito simplificada, do volume e da viscosidade de hidrocarbonetos presente na rocha, da permeabilidade e conectividade dos espaços vazios do reservatório e da pressão interna e da temperatura do sistema. Aumentando a complexidade, podemos ainda adicionar a esse sistema o fator “tecnologia de extração” que será utilizada.

Pegden (1995) define simulações numéricas como o processo de projetar um modelo matemático de um sistema real e conduzir experimentos com este modelo com o propósito de entender seu comportamento e/ou avaliar estratégias para sua operação.

Em uma maneira geral, as simulações numéricas podem ser divididas em duas categorias: simulações determinísticas e estocásticas (Portella; Prais, 1999). As simulações determinísticas são baseadas na aplicação de valores conhecidos ou de dados coletados nos modelos matemáticos. Nas simulações estocásticas, utilizam-se dados estatísticos ou uma associação deles com dados coletados e dados conhecidos.

As simulações numéricas são amplamente aplicadas no setor de exploração e produção de petróleo. Sua principal função é auxiliar os técnicos a compreenderem a dinâmica dos sistemas petrolíferos. Por exemplo, durante a fase de exploração pode utilizar simulações numéricas para estimar os volumes disponíveis nos reservatórios ou durante a fase de produção para aperfeiçoar os processos de extração dos hidrocarbonetos e calcular os seus resultados. A aplicação das simulações numéricas é cada vez mais ampliada em função dos resultados e dos baixos custos relativos.

No “mundo real”, uma das maneiras mais exatas para estimar os volumes de hidrocarbonetos disponíveis em um reservatório é realizar medições diretas, como as sondagens. Cada poço perfurado representa uma determinada área do seu entorno (Figura 10) e a amplitude da área que é representada pelo poço depende das características (homogeneidade) da litologia do reservatório, sua permeabilidade e porosidade. Quanto maior a densidade e distribuição desses poços, maior a área representada pelos dados. Porém os custos crescem proporcionalmente, e da mesma forma ainda ficarão faltando dados nas áreas que não são representadas por todos os poços perfurados.

Conhecendo o modelo geológico do sistema petrolífero e parâmetros litológicos das rochas que o compõe é possível realizar uma simulação numérica desse sistema.

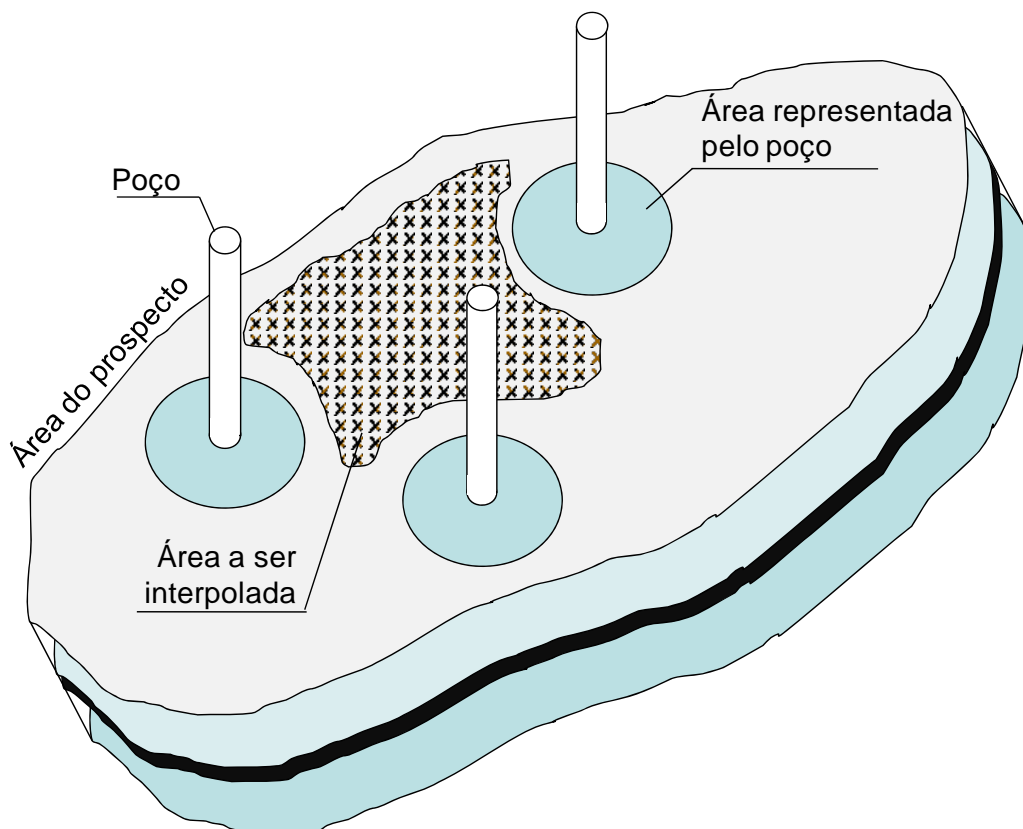


Figura 10 – Área representada pelos poços e área a ser interpolada em uma simulação numérica

3.3.1 GeoX

O GeoX é um programa de simulação de avaliação de riscos, que modela o processo exploratório, desenvolvido pela empresa norueguesa GeoKnowledge. O programa é utilizado por diversas operadoras e agências reguladoras do setor de petróleo no mundo para a avaliação de seus prospectos, como por exemplo, a PETROBRAS, Hess, StatoilHydro, ANP e pelo Norwegian Petroleum Directorate (NPD). Nas simulações apresentadas nesta tese foi utilizada a versão 5.6.0 do módulo de estimativas de volumes.

O GeoX pode gerar simulações tanto determinísticas como estocásticas, a partir de dados fornecidos sob forma de diferentes distribuições probabilísticas. Nas simulações determinísticas utiliza a média dos dados de entrada, enquanto nas

simulações estocásticas o sistema utiliza as distribuições fornecidas pelo usuário e onde não houver dados conhecidos gera randomicamente, em limites pré-determinados, valores para área, espessura, porosidade, saturação de hidrocarbonetos (SH), fator de volume da formação (FVF) e taxa de recuperação onde os valores não são conhecidos (Figura 11). Para a simulação o programa utiliza o Método de Monte Carlo gerando números aleatórios, (HAMMERSLEY; HANDSCOMB, 1964).

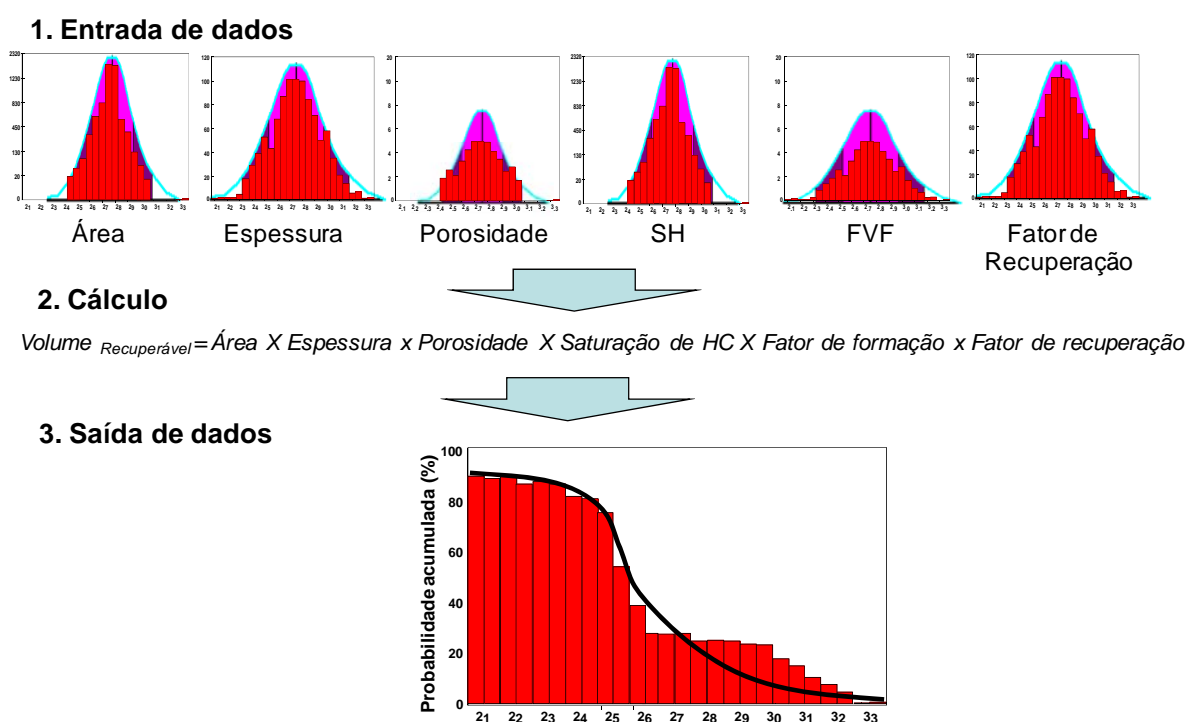


Figura 11 – Fluxo para o cálculo do volume recuperável de hidrocarbonetos utilizado no GeoX