

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOCIÊNCIAS
ÁREA DE ADMINISTRAÇÃO E POLÍTICA DE
RECURSOS MINERAIS

CARMEN ELISA SANCHEZ NAVARRETE

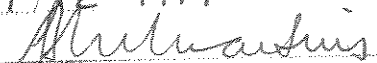
ESTUDO COMPARATIVO DOS REGIMES DE EXPLORAÇÃO E
PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NA COLÔMBIA E NO BRASIL

Dissertação apresentada ao Instituto de
Geociências como parte dos requisitos para
obtenção do título de Mestre em Geociências.

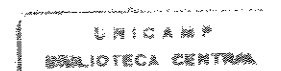
Orientador: Prof. Dr. Luiz Augusto Milani Martins - UNICAMP

Esta dissertação corresponde ao
redação
por Carmen Elisa S. Navarrete
e aprovada
em 14/12/1999

CAMPINAS - SÃO PAULO


ORIENTADOR

Dezembro - 1999



164 0000 0/99

UNIDADE	78.C
N.º CHAMADA:	77 unicamp
V.	Ex.
TOMBO BC	39.928
PROC.	278/00
C	<input type="checkbox"/>
D	<input checked="" type="checkbox"/>
PREÇO	R\$ 11,00
DATA	12/02/00
N.º CPD	

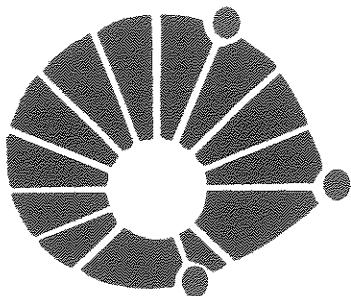
CM-00137823-4

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA
PELA BIBLIOTECA I.G. - UNICAMP

Sánchez Navarrete, Carmen Elisa
Sa55e Estudo comparativo dos regimes de exploração e produção
de petróleo na Colômbia e no Brasil / Carmen Elisa Sanchez
Navarrete.- Campinas, SP.: [s.n.], 1999.

Orientador: Luiz Augusto Milani Martins
Dissertação (mestrado) Universidade Estadual de Campinas,
Instituto de Geociências.

1. Petróleo – Aspectos Econômicos - Colômbia. 2. Petróleo
– Aspectos Econômicos – Brasil. 3. Petróleo – Aspectos –
Políticos – Colômbia. 4. Petróleo – Aspectos Políticos – Brasil.
I. Martins, Luiz Augusto Milani . II. Universidade Estadual de
Campinas, Instituto de Geociências. III. Título.



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOCIÊNCIAS
ÁREA DE ADMINISTRAÇÃO E POLÍTICA DE
RECURSOS MINERAIS

Autor: Carmen Elisa Sanchez Navarrete

**Título da Dissertação: Estudo Comparativo dos Regimes de Exploração e
Produção de Petróleo na Colômbia e no Brasil**

Orientador: Prof. Dr. Luiz Augusto Milani Martins

Aprovada em: 14 / 12 / 1999

Examinadores:

Prof. Dr. Luiz Augusto Milani Martins – IG-Unicamp

Prof. Dr. Saul Barisnik Suslick – IG-Unicamp

Prof. Dr. Edmilson Moutinho dos Santos – IEE-USP

Campinas, 14 de dezembro de 1999

*Ao meu esposo Marlio, à nossa filha
Luana Maria e ao futuro bebê.*

AGRADECIMENTOS

Gostaria de deixar registrado os meus agradecimentos às pessoas e instituições que contribuíram para a realização deste trabalho.

À Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP e ao Depto. de Administração e Política de Recursos Minerais - DARM, pela oportunidade de realizar o Mestrado;

À CAPES, pela bolsa concedida durante os primeiros seis meses de curso.

À FAPESP, pela bolsa concedida durante a etapa de pesquisa.

Ao Prof. Dr. Luiz Augusto Milani Martins, pela dedicação na orientação deste trabalho e pela amizade que me ofereceu durante minha permanência em Campinas.

À Empresa Colombiana de Petroleos – Ecopetrol e ao Instituto Colombiano del Petroleo - ICP, pela bibliografia e dados oferecidos.

À empresa Petróleo Brasileiro SA - Petrobras, pela bibliografia e dados oferecidos.

Aos professores do DARM pelo estímulo e conhecimentos ministrados durante o curso, em especial aos professores Saul B. Suslick e Hildebrando Herrmann, pelas sugestões para o aprimoramento do trabalho.

Aos funcionários do IG, em especial a Cristina, Tânia, Helena, Doraci e Maurícia, pela colaboração e amizade.

Às bibliotecárias do IG, Márcia Schenfel e Cássia Rachel da Silva.

Aos Amigos Adoniran Bugalho, Rosemary Fabianovicz, Andreia Mecchi, Papa Amadou Gueye, Mercedes Torres de La Rosa, Carlos Tapia, Rigoberto Cainzos, Alexandre Tomio, Maria Cecilia Vinhas e Alexandre Alves, pela amizade e companheirismo.

Ao Marlio Paredes Gutierrez, meu esposo, pelo amor, carinho e compreensão durante o desenvolvimento do trabalho.

SUMÁRIO

Agradecimentos	ii
Lista de Tabelas e de Figuras	v
Resumo	vi
<i>Abstract</i>	vii

INTRODUÇÃO 1

Parte A: COLÔMBIA

I - ASPECTOS GERAIS DA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO 4

I.1. Ambiente Geológico	4
I.2. Política e Legislação do Petróleo	9
I.3. Evolução da Exploração e Produção de Petróleo	17

II - MODALIDADES DE CONTRATOS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO 23

II.1. Contratos de Concessão	23
II.1.1. A Concessão de De Mares	24
II.2. Contratos de Associação	26
II.2.1. Natureza Técnica e Jurídica	26
II.2.2. Evolução dos Contratos de Associação	30
II.2.3. Investimentos	40
II.2.4. Royalties e Transferências ao Estado	41

Parte B: BRASIL

III - ASPECTOS GERAIS DA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO 47

III.1. Ambiente Geológico 47

III.2. Política e Legislação do Petróleo 51

III.3. Evolução da Exploração e Produção de Petróleo 59

IV - MODALIDADES DE CONTRATOS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO 65

IV.1. Contratos de Risco 65

IV.2. Contratos de Concessão 69

IV.3. Atuação Recente da Petrobras 78

IV.3.1 Investimentos da Petrobras 78

IV.3.2. Novos Negócios e Parcerias 81

CONSIDERAÇÕES FINAIS 84

Referências Bibliográficas 91

Bibliografia Consultada 95

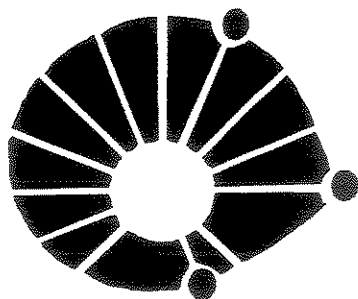
Anexos 100

Lista de Tabelas

- Tabela I.1. Características Geológicas e Petrolíferas das Bacias Sedimentares da Colômbia 9
- Tabela I.2. Produção Inicial da Concessão de De Mares 18
- Tabela II.3. Distribuição da Produção dos Contratos de Participação de Risco 26
- Tabela II.4. Mecanismos dos Contratos de Associação (Outubro de 1998) 37
- Tabela II.5. Novas Modificações do Factor R (Julho de 1999) 38
- Tabela II.6. Contratos Vigentes em 1 de Janeiro de 1998 39
- Tabela III.7. Bacias Sedimentares do Brasil 49
- Tabela III.8. Nível de Atividade nas Bacias Produtoras e Não-Produtoras 50
- Tabela IV.9. Blocos / Campos em Concessão à Petrobrás 76
- Tabela IV. 10. Blocos Seleccionados para Acordos de Participação 83

Lista de Figuras

- Figura I.1. Mapa de Localização da Colômbia 6
- Figura I.2. Bacias Sedimentares da Colômbia 8
- Figura I.3. Áreas de Exploração e Produção de Petróleo na Colômbia 21
- Figura I.4. Produção Nacional de Petróleo Cru da Colômbia 22
- Figura II.5. Investimentos em E&P pelos Contratos de Associação 41
- Figura II.6. Investimentos da Ecopetrol 43
- Figura II.7. Royalties e Transferências ao Estado 45
- Figura III.8. Bacias Sedimentares do Brasil 48
- Figura III.9. Produção de Petróleo e Condensado no Brasil 62
- Figura IV.10. Áreas Outorgadas pela ANP à Petrobras 77
- Figura IV.11. Áreas Oferecidas pela ANP para a E&P 79
- Figura IV.12. Investimentos da Petrobras 80



**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**

**PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOCIÊNCIAS
ÁREA DE ADMINISTRAÇÃO E POLÍTICA DE
RECURSOS MINERAIS**

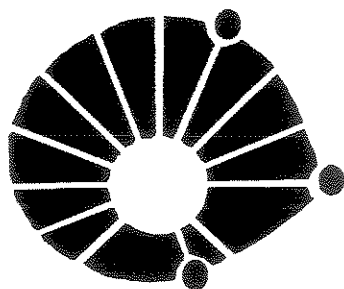
**ESTUDO COMPARATIVO DOS REGIMES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO
DE PETRÓLEO NA COLÔMBIA E NO BRASIL**

RESUMO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Carmen Elisa Sanchez Navarrete

A abertura da exploração e produção (E&P) de petróleo no Brasil à concorrência dos agentes econômicos é tardia em relação à política de países vizinhos, como Venezuela, Argentina e Colômbia. A experiência da Colômbia, é relevante, tanto pela intensa atividade exploratória que lá vem se desenvolvendo, como pelas características dos regimes de E&P e de tributação lá adotados. A política petrolífera da Colômbia começa em 1905, com a outorga de concessão a Roberto De Mares. Prossegue, com a reversão daquela concessão e a organização da companhia estatal Empresa Colombiana de Petróleos - Ecopetrol, em 1951. Alcança a etapa atual com a abolição do regime de concessão e a adoção dos contratos de associação, em 1974. Com a adoção dos contratos de associação, as reservas de petróleo da Colômbia têm tido um notável crescimento, ao passar de 2.463 milhões de barris no ano de 1970, a mais de 6.982 milhões de barris, no ano de 1997, o que tem permitido ao país produzir cerca de 650.000 barris/dia e manter a sua condição de exportador de petróleo. A política petrolífera do Brasil pode ser dividida em duas etapas. A primeira começa com a criação do Conselho Nacional do Petróleo e se desfecha com o estabelecimento do monopólio estatal do petróleo e a criação da companhia estatal Petróleo Brasileiro SA - Petrobras, que hoje produz mais de 1.100.000 barris/dia. A segunda etapa inicia com a Emenda Constitucional 9, de 9/11/1995, seguida da Lei 9.478, de 6/8/1997, dispondo que todas as atividades da indústria poderão ser executadas em regime de livre concorrência, mediante contratos de concessão com autorização da Agência Nacional do Petróleo. A meta é a auto-suficiência, a ser alcançada sobre as bases sólidas construídas pela Petrobras.



**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**

**PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOCIÊNCIAS
ÁREA DE ADMINISTRAÇÃO E POLÍTICA DE
RECURSOS MINERAIS**

**A COMPARATIVE STUDY OF COLOMBIAN AND BRAZILIAN PETROLEUM
EXPLORATION AND PRODUCTION REGIMES**

ABSTRACT

M.Sc. DISSERTATION

Carmen Elisa Sanchez Navarrete

In Brazil petroleum exploration and production open to rival economic agents came too late in comparison with the policies of neighbouring countries like Venezuela, Argentina, and Colombia. Colombia's experience is relevant as regards its intense exploration activities, characteristics of the oil regimes, and taxation. The oil policy of Colombia began with the concession granted to Roberto de Mares, in 1905. In 1951, the concession was reversed and the state company Colombian Petroleum Company – Ecopetrol was founded. The concession regime was then discarded and association contracts were adopted in 1974. The association contracts brought about notable production growth that rose from 2.464 million barrels in 1970 to more than 6.982 million barrels in 1997. This has permitted the country to produce about 650.000 barrels/day. Thus maintaining its status as a petroleum exporter. Brazilian oil policy can be divided into two stages. The first one begins with the creation of the National Petroleum Council, and the state monopoly was established there after. That lead to the creation of the state company Petróleo Brasileiro SA – Petrobras, which produces more than 1.100.000 barrels/day. The second stage began with the Constitutional Amendment 9 of 9/11/95, followed by Act 9.478 of 6/08/97. This Act stated that all industrial activities could be carried out freely by means of concessions granted by the National Petroleum Agency. The Agency's aim is to reach self-sufficiency under the solid basis built by Petrobras.

INTRODUÇÃO

Os acordos para a exploração e produção de petróleo, entre governos e companhias petrolíferas, em escala global, têm evoluído de modo a atender os objetivos das políticas de aproveitamento de recursos minerais dos países produtores e, ao mesmo tempo, atrair os investimentos dessas companhias, resultando uma diversidade de modelos de contratos e flexibilidade na negociação de termos e cláusulas contratuais. Isto significa que a abertura de novas fronteiras de exploração tem sido acompanhada de uma evolução dos termos econômicos dos acordos, para permitir aos governos, que são titulares desses recursos, e às companhias que aportam o capital de risco, obterem uma proporção mais equitativa dos resultados dos projetos. Essa situação tem gerado um ambiente global de competição por parte dos países anfitriões, que detêm o domínio sobre os recursos de hidrocarbonetos mas nem sempre dispõem de capital e tecnologia para desenvolvê-los, que passam a utilizar regimes tributários mais flexíveis, cobrança escalonada de *royalties*, imposto de renda baseado na taxa de retorno do projeto, participações que acomodem a volatilidade do preço do petróleo e incentivos fiscais para estimular o desenvolvimento de campos marginais. Todos estes instrumentos visam atrair os capitais de risco das companhias petrolíferas internacionais, interessadas em aumentar as reservas sob seu controle, necessários para afrontar os grandes investimentos que demandam o desenvolvimento das atividades de exploração e desenvolvimento da produção. Por tal motivo, os países têm adotado variados regimes de contratação, dependendo do risco geológico que apresentam as distintas áreas potencialmente petrolíferas, como é o caso do Equador e do Peru, onde se podem negociar *joint ventures*, concessões e contratos de serviços. Na Venezuela, tem-se realizado licitações para adjudicação de serviços para campos marginais e contratos de utilidades compartilhadas em novas áreas de exploração. Os contratos mais recentes dão ênfase na área de transferência de tecnologia e têm em conta rigorosas disposições sobre o impacto ambiental da produção de petróleo.

Esta pesquisa tem como objetivo o estudo comparativo dos regimes de exploração e produção (E&P) de petróleo na Colômbia e no Brasil. Tal estudo tem relevância pelo fato que a abertura da exploração e produção de petróleo do Brasil à concorrência dos agentes econômicos é tardia em relação à política de países vizinhos, como Venezuela, Argentina e Colômbia. Parte-se da premissa que a execução da nova política de petróleo do Brasil pode se beneficiar da experiência destes e de outros países. Isto demanda uma análise de objetivos de política, legislações, contratos e resultados, buscando identificar vantagens comparativas e experiências bem sucedidas que possam interessar ao governo brasileiro. A experiência da Colômbia é relevante, tanto pela intensa atividade exploratória que lá vem se desenvolvendo, como pelas características dos regimes de E&P e de tributação lá adotados.

O tema da dissertação é relativo às políticas nacionais para o aproveitamento de recursos petrolíferos. A dissertação está dividida em duas partes: Na primeira parte, o foco está na Colômbia e o assunto está dividido em dois capítulos. No primeiro – Aspectos Gerais da Exploração e Produção do Petróleo – procuramos fazer um breve relato do ambiente geológico sedimentar da Colômbia. Depois discorremos sobre os primeiros marcos da política e legislação do petróleo e seu respectivo desenvolvimento até nossos dias e, depois, apresentamos a evolução da exploração e produção de petróleo no país. No segundo capítulo – Modalidades de Contratos de Exploração de Petróleo – descrevemos os diferentes contratos adotados pela Colômbia durante o desenvolvimento da sua indústria petrolífera. Iniciamos com os primeiros contratos que começaram no início do século, os contratos de concessão a Roberto de Mares e ao General Virgilio Barco, nas províncias de Barrancabermeja e Tibú nas bacias dos vales Médio do Rio Magdalena e do Rio Catatumbo. Em seguida, com a adoção dos contratos de associação, no ano de 1974, tratamos de examinar sua natureza, evolução, investimentos, *royalties* e transferências ao Governo da Colômbia.

Na segunda parte da dissertação examinamos o caso do Brasil, em dois capítulos, abordando os mesmos assuntos que interessaram ao caso colombiano. No capítulo III – Aspectos Gerais da Exploração e Produção do Petróleo – procuramos fazer uma breve descrição do ambiente geológico sedimentar do Brasil, também descrevemos os primeiros indicadores da política e legislação do petróleo e seu desenvolvimento até nossos dias; depois, examinamos a evolução da exploração e produção de petróleo no país. No último capítulo - Modalidades de Contratos de Exploração e Produção de Petróleo - descrevemos a breve experiência brasileira nesse campo. Iniciamos com os contratos de risco autorizados pelo Governo Geisel, face à conjuntura que se constituiu em seguida ao choque mundial do petróleo de 1973. A história mais recente desemboca na Emenda Constitucional 9, no ano de 1997, que significou o fim do monopólio da Petrobras sobre todas as atividades referentes à indústria do petróleo e a adoção dos contratos de concessão para a exploração e produção de petróleo no Brasil. O papel histórico da Petrobras foi destacado através de uma breve recompilação dos investimentos feitos desde sua criação até hoje, além de descrevermos os primeiros passos da empresa estatal no estabelecimento de novos negócios e parcerias. Finalmente, em Considerações Finais procuramos reunir os aspectos que interessam a uma primeira tentativa de comparação entre as atividades de E&P de petróleo na Colômbia e no Brasil.

PARTE A: COLÔMBIA

Capítulo I - ASPECTOS GERAIS DA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

I.1. Ambiente Geológico

O território da República da Colômbia está localizado no extremo noroeste do Continente da América do Sul, enquadrado entre os paralelos 12°30'40" Norte e 4°13'30" Sul e os meridianos 66°50'54" e 79°02'23" Oeste. É banhado pelo Oceano Pacífico e pelo Mar do Caribe e seus domínios territoriais insulares mais afastados são os arquipélagos de San Andres e Providencia, um conjunto de bancos e ilhotas compreendidos entre os paralelos 18°00' e 16°00' de latitude Norte e os meridianos 78°00' e 82°00' de longitude Oeste, no Mar do Caribe, e a ilha de Malpelo, no Oceano Pacífico, entre as coordenadas 3°58' e 3°59' de latitude Norte a 81°36' de longitude Oeste. O território continental tem fronteiras com Venezuela, Brasil, Peru, Equador e Panamá e os domínios marítimos se limitam com Venezuela, Haiti, República Dominicana, Jamaica, Ilhas Caiman, Nicarágua, Costa Rica, Panamá, e Equador. Sua superfície total é de 2.070.408 km², dos quais 1.141.784 km² correspondem a terras emersas, tanto continentais como insulares e 928.660 km² a domínios marítimos¹ (Figura I.1).

Em decorrência da localização geográfica, a Colômbia tem clima tropical com temperaturas altas e constantes durante todo o ano e, em geral, bastante úmido. Na zona montanhosa, a principal característica do clima é a variação da temperatura e das chuvas com a altitude.

A flora organiza-se basicamente em função do clima, apresentando grande variedade de espécies. As terras baixas e úmidas pertencem ao domínio da floresta equatorial. Nas planícies orientais predomina a savana, com aparecimento

¹ República de Colômbia: <http://www.univalle.edu.co/colombia.htm>

de matas galerias ao longo dos rios, enquanto que nas áreas mais secas crescem espécies xerofíticas constituindo bosques característicos. Em alguns setores do litoral, desenvolvem-se extensos manguezais.

Uma vasta rede hidrográfica drena as águas para quatro vertentes: a do Mar do Caribe, que recebe as águas das bacias dos rios Magdalena, Sinú, Atrato, Ranchería e outros menores; a do Oceano Pacífico, com as bacias dos rios San Juan, Baudó, Patía e outros menores; a do Orinoco, cujos rios tributários principais são o Arauca, Casanare, Meta, Vichada e Guaviare; e a do Amazonas, para onde fluem os rios Guainia, Vaupés, Apaporis, Caquetá e Putumayo.

A Geomorfologia do território continental é representada pela Região Andina e pela Região Oriental ou Sub-Andina, que ocupam partes iguais do país. A zona montanhosa é a região ocidental do país e corresponde aos Andes Colombianos, conjunto de três cordilheiras, Oriental, Central e Ocidental, separadas pelos amplos vales interandinos do Magdalena e do Cauca. A cordilheira Oriental bifurca-se formando a cordilheira de Mérida ou Andes Venezuelanos com direção nordeste e a serra Nevada de Perijá com direção noroeste. A serra Nevada de Santa Marta constitui um bloco separado da cordilheira Central. A serra do Baudó, a oeste, encontra-se separada da Cordilheira Ocidental pelo vale do Atrato. A sudeste da Cordilheira Oriental encontra-se a serra da Macarena. A sudeste da Cordilheira dos Andes estende-se a grande Planície Oriental ou Orinoquia que cobre mais da metade do território colombiano, constituindo parte do Escudo das Guianas.

A Geologia da Colômbia é representada pelo Escudo das Guianas, de idade Pré-Cambriana, em extensa área do sudeste do país. A norte e a oeste do Escudo, recobrimo-o, estão presentes rochas sedimentares do Paleozóico, a que se sobrepõem camadas vermelhas do Mesozóico Inferior e Médio e depósitos marinhos e continentais do Mesozóico Superior e do Cenozóico.

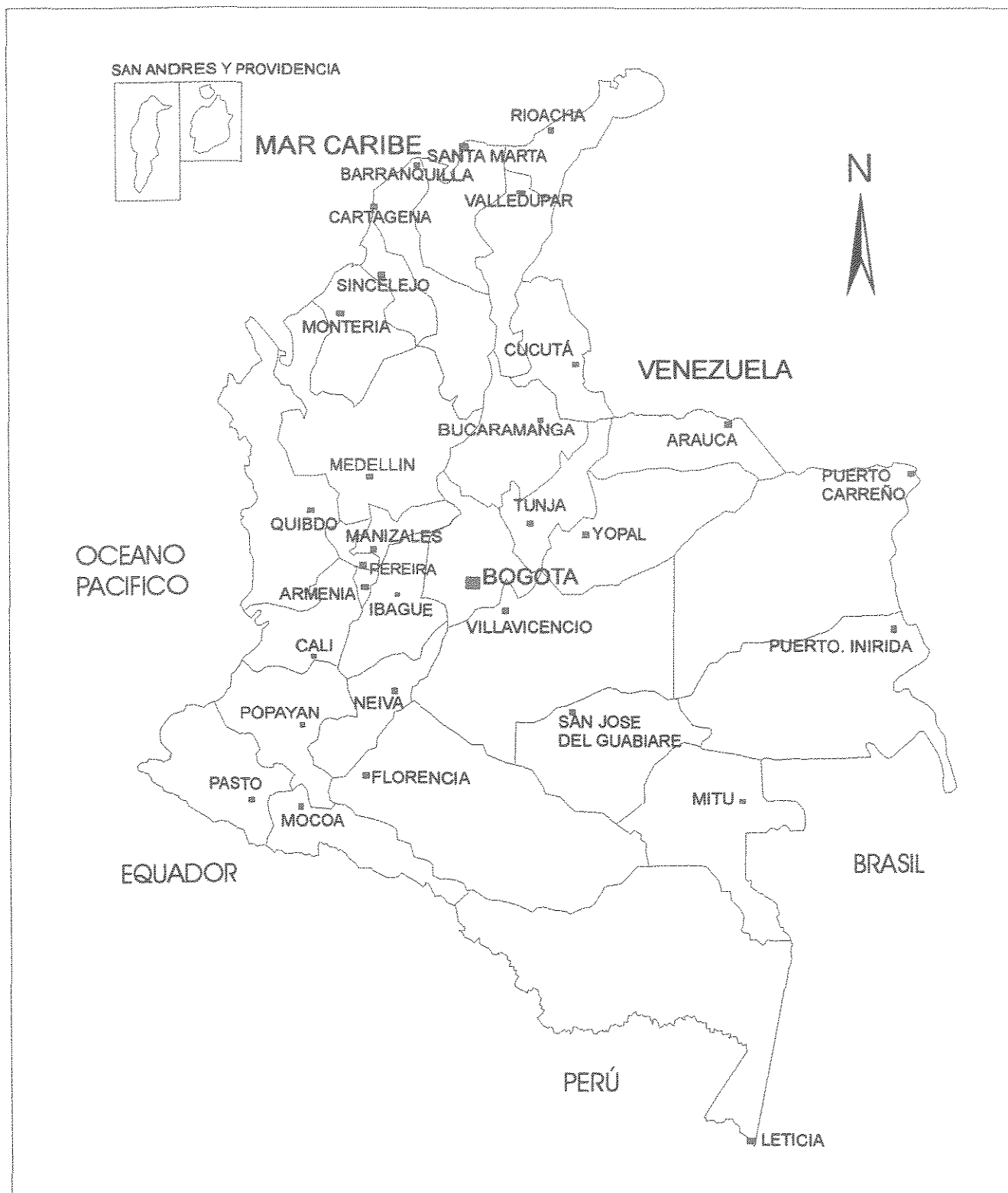


Figura I.1. MAPA DE LOCALIZAÇÃO DA CÔLOMBIA
 FONTE: ECOPETROL, PETROLEUM INDUSTRY STATISTICS, 19 Ed. 1996.

Com base em considerações de caráter regional, geotectônicas e estratigráficas, treze bacias sedimentares foram identificadas em território colombiano, que apresenta uma diversidade de condições geológicas favoráveis à prospecção de petróleo² (Figura I.2).

Os três grupos de bacias sedimentares apresentados a seguir na Tabela I.1 estão relacionados de alguma maneira com a Orogenia Andina e geralmente as respectivas bacias apresentam características semelhantes quanto às condições estratigráficas, tectônicas e de geração e acumulação de hidrocarbonetos.

As bacias continentais são partes de uma enorme bacia que se estendeu entre a atual Cordilheira Central e o Escudo das Guianas. A evolução geológica desta megabacia, em consonância com a Orogenia Andina, propiciou a conformação de diversas bacias menores.

A bacia do vale médio do rio Magdalena é a mais antiga região produtora de petróleo do país, com um total acumulado de 2.282 milhões de barris produzidos desde 1918. A produção média atual é 81.7 mil barris/dia, provenientes de 33 campos. As reservas provadas são da ordem de 1.943 milhões de barris, além de um potencial de 430 milhões de barris por descobrir.

A bacia do Catacumbo, com 8 campos produtores, é a segunda bacia mais antiga, produzindo desde o ano de 1933. Sua produção acumulada é de 8.200 milhões de barris.

A bacia Planícies Orientais ou Orinoquia é a mais nova produtora. Desde 1963, produziu 17,1 milhões de barris em 9 campos, à razão de 24,3 mil barris/dia. Suas reservas ascendem a 850 milhões de barris e estima-se que ela possua um potencial adicional de cerca de 770 milhões de barris.

² C. Govea R. e H. Aguilera B. *Cuencas Sedimentarias de Colombia*. 1986.

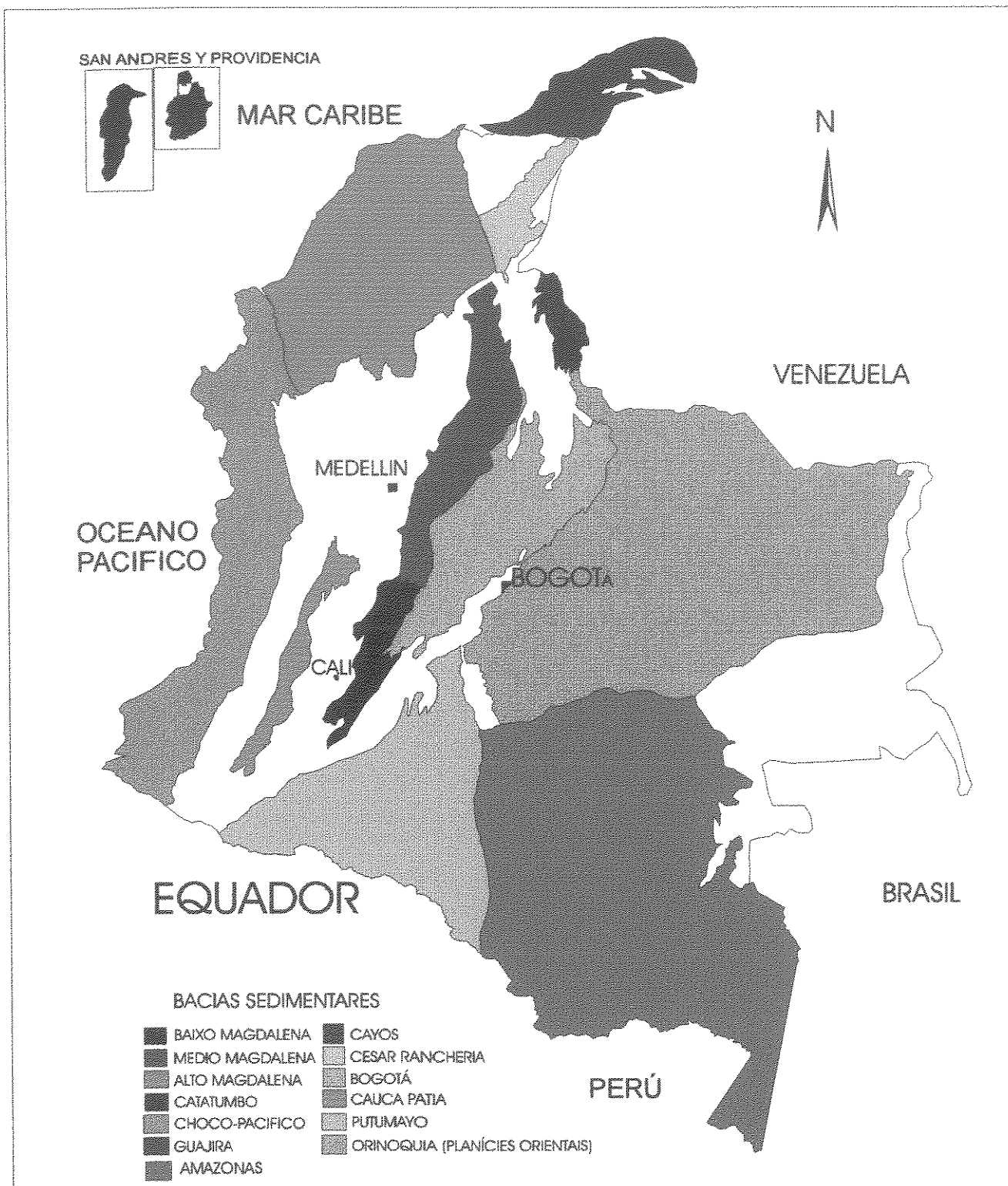


Figura I.2. BACIAS SEDIMENTARES COLÔMBIA
 FONTE: ECOPETROL PETROLEUM INDUSTRY STATISTICS. 19 Ed.1996.

Tabela I.1. Características Geológicas e Petrolíferas das Bacias Sedimentares da Colômbia

	Área da Bacia: (km ²)	Espessura Sedimentar (metros)	Poços Perfurados*	Campos Produtores	Reservas Medidas (milhões de barris)
• Bacias Continentais					
Orinoquia (Planícies Orientais)	190.000	7.260	40	9	188
Putumayo	48.000	4.950	1		
Médio Magdalena	28.300	8.250	13	33	282
Alto Magdalena	12.350	4.950	37	5	155
Catatumbo	7.000	3.300		8	497
César-Ranchería	9.000	3.960			
Bogotá	7.000	13.200			
Amazonas	108.000	1650 - 3.300			
Cayos	50.000	2.640			
• Bacias de Margens Continentais					
Baixo Magdalena	87.000	13.200			185
Guajira	31.000	9.900	3	3	
• Bacias Oceânicas					
Chocó - Pacífico	70.000	6.600			
Cauca - Patia	9.000	3.300			

Fonte: C. Govea R. e H. Aguilera B. *Cuencas Sedimentarias de Colombia*, 1986; Ecopetrol, *Petroleum Industry Statistics* 1996, edit. 19

* Dados Estadísticos da la Industria Petrolera, Ecopetrol, 20 edición, pp. 42-43.

I.2. Política e Legislação do Petróleo

Em abril de 1536, uma expedição comandada por Gonzalo Jiménez De Quesada, um dos melhores exploradores do Reino da Nova Granada, partiu de Santa Marta e, depois de dura travessia por água e terra, chegou em outubro ao sitio que os indígenas denominavam Latora, que significa "o lugar de fortaleza que denomina o rio", ali instalando uma base de explorações e dando o nome de Barrancabermeja ao local³.

³ Los Hallazgos del Petróleo: <http://www.ecopetrol.com.co/prin/not.htm>

Conta o famoso cronista Gonzalo Fernández De Oviedo e Valdés que, em Santo Domingo, cinco anos depois, teve oportunidade de ouvir os capitães Juan do Junco e Gómez do Corral, companheiros de Quesada, contarem que, uma jornada adiante do povoado de Latorá há, ao pé da serra, uma fonte de betume, que é utilizado pelos indígenas como unguento. A esse lugar, na confluência dos rios La Colorada e Oponcito, os espanhóis deram o nome de Infantas, em homenagem às filhas do rei de Espanha, recém nascidas.

A coleta das primeiras amostras de petróleo nesse lugar, para fins industriais, é creditada a José Joaquín Bohórques, que explorou os vales dos rios Opón e La Colorada no ano de 1904. Na mesma época, o general Virgilio Barco explorava o vale do Catatumbo. Segundo relatos, anos depois ele encontrou a primeira fonte de petróleo do bosque da Colorada⁴.

Aí principia a história contemporânea da política de petróleo Colombiana, que pode ser dividida em três etapas. A primeira inicia em 1905, com a outorga das primeiras concessões, a Roberto De Mares e a Virgilio Barco. A história prossegue com a reversão da concessão de De Mares ao Estado Colombiano, em 1951, e a criação da Empresa Colombiana de Petróleos - Ecopetrol. A terceira etapa começa em 1974, com a abolição dos contratos de concessão e a adoção dos contratos de associação (que serão abordados mais adiante).

O petróleo pode significar, para os países que o possuem, uma fonte de riqueza, bem-estar e progresso para os seus povos, quando as receitas governamentais provenientes do aproveitamento do petróleo são bem distribuídas e administradas em prol da sociedade. Ao Estado corresponde grande parte da responsabilidade para que o aproveitamento dos recursos petrolíferos contribua da melhor maneira ao progresso sócio-econômico do país. Porém, nem sempre isso ocorre. Autores

⁴ Ibid.

há que consideram o petróleo mais uma maldição do que dádiva. Citam os exemplos da Venezuela, Nigéria, Indonésia, Iraque, Irã, etc⁵.

O objetivo primordial da política petrolífera da Colômbia é promover o desenvolvimento da indústria, através de adoção de mecanismos alternativos para a atração do capital estrangeiro, incrementar a exploração e a produção, aumentar as reservas, a capacidade de refino e a transferência de tecnologia⁶.

Outro objetivo de vital importância é fazer uma transferência de rendas do petróleo à sociedade, isto é, a indústria de hidrocarbonetos é chamada a ter uma importante participação no desenvolvimento econômico e social do país.

Quase todos os países produtores de petróleo contam com uma empresa estatal para instrumentalizar a política de petróleo. Na Colômbia, em 1948, a Lei 165 autorizou o governo a criar uma empresa de petróleo, se possível com capital exclusivamente estatal, alternativamente com participação de capitais privados colombianos e estrangeiros. Depois da reversão dos direitos de De Mares, em 1951, ao Estado Colombiano expediu-se o Decreto 30, de 9 de janeiro de 1951, organizando a Empresa Colombiana de Petróleos - Ecopetrol, com capital totalmente estatal.

A política petrolífera da Colômbia está integrada em um conjunto de normas, às quais devem ajustar-se as necessidades do setor e as atividades de exploração, produção, transporte, refino e comercialização. Essas normas são fundamentadas na Constituição Política Nacional em seus artigos 30 e 202 e expressas no Código de Petróleo ou Decreto 1.056 de 1953.

O Código de Petróleo regulamenta a propriedade, utilização e forma de produção das misturas naturais de hidrocarbonetos que encontram-se na terra, qualquer que

⁵ Alan Gelb and Associates. *Oil windfalls: Blessing or Curse?*

⁶ Astrid Martinez Ortiz. *Algunos Determinantes y Características de la Política Petrolera.*

seja seu estado físico e que compõem o petróleo cru, ou que o acompanham, ou sejam derivadas dele. Parte da legislação correlativa ao Código de Petróleo é comentada sumariamente a seguir.

A Lei 10, de 1961, dita as disposições relacionadas com a área objeto de contrato de concessão, os compromissos mínimos de trabalho e investimento, os bônus aos superficiários e os *royalties*.

O Decreto-Lei 444, de 1967, denominado Estatuto Cambial, dita a regulamentação do comércio exterior, regime cambial e investimento estrangeiro na indústria de petróleo.

A Lei 20, de 1969, nacionaliza os recursos minerais, respeitando os direitos adquiridos. Não obstante, estabelece a obrigação de explorar os direitos que à data estão constituídos e que, do contrário, reverterem à Nação. Autoriza o Governo Nacional a declarar como Reserva Nacional qualquer área petrolífera do país e aportá-la à Ecopetrol para que a explore, produza e administre diretamente ou em associação com capital público, privado, nacional ou estrangeiro. Estabelece a base jurídica para os contratos em regime de concessão em matéria de hidrocarbonetos.

O aumento dos preços do petróleo em 1973 marca o fim de uma era de energia relativamente barata com grandes repercussões econômicas sobre aqueles países importadores do petróleo. A situação petrolífera mundial da época e seu efeito a nível nacional, levam o governo Colombiano a considerar novos mecanismos de substituição e conservação de energia, além de reavaliar seu regime tradicional de exploração e produção de óleo cru.

Neste sentido, o Governo do Presidente Alfonso López Michelsen editou o Decreto-Lei 1.978, de 18 setembro de 1974 (Decreto de Emergência Econômica) que dispôs que à exploração e produção de gás natural não associado se aplica o

regime cambial e de comércio exterior do petróleo cru, contemplado no Decreto-Lei 444 de 1967. A medida buscou tornar lucrativa e competitiva a exploração e produção de gás natural.

Em seguida, o Presidente López Michelsen editaria o Decreto-Lei 2.310, de 28 de outubro de 1974, também no exercício das faculdades conferidas pela Constituição da Nação, nos termos excepcionais da Emergência Econômica. Este decreto é a base fundamental sobre a qual assenta-se a política petrolífera das últimas décadas.

O artigo 1º dispõe que, com exceção dos contratos de concessão vigentes na data de expedição do presente decreto, a exploração e produção de hidrocarbonetos de propriedade nacional estará a cargo da Empresa Colombiana de Petróleos – Ecopetrol, a qual poderá levar a efeito ditas atividades, diretamente ou por meio de contratos de associação, de operação, de serviços ou de qualquer outra natureza, distintos dos contratos de concessão, celebrados com pessoas naturais ou jurídicas, nacionais ou estrangeiras.

O Decreto 2.310, de 1974, significa, assim, a abolição dos contratos de concessão petrolífera em Colômbia, em seu lugar abrindo-se a possibilidade de adoção de outras modalidades de contratos. A Ecopetrol foi direcionada para uma maior atividade na exploração e produção, definindo que parte de tais operações deveriam ser contratadas com companhias estrangeiras ou nacionais. Para tal efeito preferiu, das várias opções de regimes de contratação, a modalidade de associação. É esse esquema básico que, desde 1974, regula as atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos na Colômbia.

As Leis 39/1987 e 26/1989 ditam as disposições sobre distribuição de petróleo e seus derivados.

O Decreto 545, de 1989, altera parcialmente o Decreto 1.246, de 1974, e o Decreto Legislativo 2.310, de 1974 e a Lei 75, de 1986. A matéria do Decreto 1.246, de 1974, havia regulado a participação das entidades territoriais (Departamentos (Estados) e Municípios) nas receitas das concessões vigentes em seus territórios. O Decreto Legislativo 2.310, de 1974, havia abolido a regime de concessões em vigor reservando a exploração e produção de petróleo de propriedade nacional à Ecopetrol, com a qual seriam contratadas essas atividades. O Decreto 545, de 1989, regulamenta também o procedimento para o cálculo do preço básico por barril para a liquidação dos *royalties* às entidades territoriais e à nação e obriga a Ecopetrol a entregar adiantamentos mensais às primeiras sobre as participações em *royalties* de cada trimestre.

O Decreto 624, de 1989, edita o Estatuto Tributário dos Impostos Administrativos pela Direção Geral de Impostos Nacionais. Este estatuto regulamenta: a maneira de gravar diferentes sociedades e atividades geradoras de imposto; as deduções a que têm direito; as alíquotas de imposto de renda de receitas ocasionais e de remessas ao exterior; as amortizações especiais para investimentos na indústria petrolífera e as relativas à exaustão de jazidas.

O mandato imperativo da propriedade estatal das jazidas de hidrocarbonetos em favor da nação deixou a salvo os direitos constituídos em favor de terceiros sobre certas jazidas vinculadas a situações jurídicas subjetivas e concretas até 22 de dezembro de 1969. Não obstante, continuaram proliferando pretensões à propriedade do subsolo petrolífero, que o Estado se recusa a aceitar. Para garantir e amparar os direitos da nação, foi editado o Decreto 1.994, de 4 de setembro de 1989⁷, que regulamenta o artigo 1º da Lei 20 de 1969, determinando que todas as minas pertencem à nação, sem prejuízo dos direitos constituídos a favor de terceiros.

⁷ Ecopetrol, *Código de Petróleos y Recopilación de las Normas que lo Adicionan*, 1997.

A Resolução 9, de 1990, autoriza o Ministério de Minas e Energia a identificar os bens imóveis que passam gratuitamente à Nação ao terminar um contrato de concessão e sua incorporação ao patrimônio de Ecopetrol.

A Lei 99, de 1993, cria o Ministério de Meio Ambiente, reordena o setor público encarregado da gestão e conservação do meio ambiente e recursos naturais renováveis, organiza o regime Nacional Ambiental, SINA e dita outras disposições.

A Lei 141, de 1994, cria o Fundo Nacional de *Royalties*, a Comissão Nacional dos *Royalties*, regula o direito do Estado receber *royalties* pela exploração de recursos naturais não renováveis, além de estabelecer regras para transporte e distribuição de gás em domicílios.

A Resolução 8-1796, de 1994, estabelece o Conselho Ambiental do Setor Energético - CAME.

A Lei 209, de 1995, regulamenta o funcionamento do Fundo de Poupança e Estabilização Petrolífera - FEP.

Este conjunto de disposições constitui a base do ordenamento jurídico que rege a indústria petrolífera e confere atribuições ao Ministério de Minas e Energia e à Ecopetrol, que funciona como principal ator da política de petróleo colombiana e executa as principais atividades da indústria petrolífera: explora, produz, transporta, comercializa e distribui.

Em 1985, a Ecopetrol criou o Instituto Colombiano do Petróleo - ICP, cujos objetivos são o planejamento e o desenvolvimento de tecnologia nacional. O ICP trabalha na integração dos programas e necessidades dos distritos de operação da Ecopetrol. Simultaneamente, realiza pesquisa e presta assessoria técnica nas áreas de desenvolvimento energético e ambiental, exploração e produção,

engenharia básica, promoção industrial e controle de qualidade para a indústria nacional.

A estratégia de desenvolvimento de recursos humanos consolidou-se por meio de três programas de capacitação de alto nível nas áreas de geofísica, engenharia de reservatórios, refino e petroquímica. Ao mesmo tempo, tem-se programas de especialização e capacitação no exterior com universidades e institutos do Canada, Estados Unidos, França, etc. Isso complementa-se com treinamentos dirigidos que se implementa nos distritos da Ecopetrol. A Ecopetrol também tem contado com assessores internacionais em diferentes campos da atividade, especialmente nas áreas de exploração de jazidas⁸.

Este arranjo político-institucional permitiu concluir que, para o Governo, o esquema misto de exploração e de produção direta e associada ajusta-se aos requerimentos e às disponibilidades do país e que não existem razões suficientemente válidas ou excepcionais como aquelas que mediaram nos anos 70, para reordenar as atividades exploratórias e de produção em direção a outra política. Ecopetrol, como instrumento do Estado Colombiano, continuará seu processo de fortalecimento humano, tecnológico e econômico que lhe permitirá no futuro ter uma maior ingerência na exploração e produção de hidrocarbonetos. E, quanto à atividade privada, o Governo Colombiano considera que, sem detrimento da política de associação, podem ser introduzidos nas atuais condições de contrato alguns ajustes que contribuam para o seu aperfeiçoamento e equilíbrio na concorrência internacional de investidores nacionais e estrangeiros.

⁸ Margarita Mena Quevedo. La Política Petrolera Colombiana. Forro Petrolero ante El Congreso de la República, septiembre 7 y 8 de 1989, Santa fé de Bogotá.

Com efeito, nos contratos de associação celebrados a partir de 1989, têm sido introduzidos ajustes centrados nos aspectos relativos a: a administração da produção; a transferência tecnológica; o controle ambiental; os direitos de cessão; o refino e petroquímica; a comercialização de óleos crus e derivados⁹. O último ajuste feito nos contratos de associação foi no mês de julho de 1999.

1.3. Evolução da Exploração e Produção de Petróleo

Os primeiros contratos para E&P¹⁰ de petróleo na Colômbia datam de 1905, quando Roberto De Mares e o General Virgílio Barco obtiveram do governo as concessões localizadas em Santander (área de Barrancabermeja) e ao Norte de Santander (área de Tibú, nas cercanias de Cucuta).

Devido a problemas tecnológicos e financeiros, essas concessões foram transferidas a empresas estrangeiras que começaram efetivamente a exploração, produção e refino do petróleo. No ano de 1916, Roberto De Mares transferiu os direitos da sua concessão à Tropical Oil Company que assumiu a direção administrativa da concessão em 25 de agosto de 1921. Os direitos da concessão do General Barco foram transferidos para a Colombian Petroleum Company (COLPET) e South American Gas Oil Company (SAGOC) que iniciaram a exploração comercial em 20 de junho de 1931¹¹.

Em 1918, foi descoberto o primeiro campo petrolífero da Colômbia, La Cira-Infantas, na bacia do Médio Magdalena, ao sul de Barrancabermeja¹². O poço Infantas 2, descobridor do campo, teve produção inicial de 42 barris/dia. Meses mais tarde, foi concluído o poço Infantas 1, com profundidade de 2.285 pés e produção inicial de 2 mil barris/dia. Nos primeiros anos, a produção da concessão de De Mares apresentou um crescimento notável: o número de poços produtores

⁹ idem

¹⁰ E&P designa as operações de exploração e produção de petróleo no jargão da indústria.

¹¹ Ingeominas, *Recursos Minerales de Colombia*. Tomo II.

¹² Cronica de la Concesión De Mares. <http://www.ecopetrol.co/histor/indes.htm>

passou de 3 a 139; a produção do ano de 1921 alcançou 66,7 mil barris e a do ano de 1926 alcançou 6.709 mil barris¹³ (Tabela I.2.).

Tabela I.2. Produção Inicial da Concessão de De Mares (mil barris)

ANO	PRODUÇÃO ANUAL	PRODUÇÃO ACUMULADA	POÇOS PRODUTORES	MÉDIA MENSAL POR POÇO	REFINO DE PETRÓLEO
1921	66,7	66,7	3	1,8	5,77
1922	322,7	389,5	4	6,7	199,5
1923	424,8	814,4	6	5,9	340,6
1924	444,7	1.259,0	16	2,3	335,4
1925	1.006,7	2.265,0	67	1,2	587,0
1926	6.443,5	8.709,0	139	3,8	337,1

FONTE: Cronica de la Concesion De Mares: <http://www.ecopetrol.com.co/histor/activida.htm>

Transcorreram 21 anos desde a outorga da concessão de De Mares, para que o primeiro barril de petróleo chegasse ao porto de exportação com destino aos mercados mundiais. Para que tal façanha se tornasse realidade, foi construído um oleoduto até a costa colombiana do Caribe, com extensão de 538 km e com 10 estações de bombeio. A construção durou 6 anos. O primeiro bombeio de petróleo cru ao porto do Mamonal, perto de Cartagena, foi em 10 de junho de 1926, com um total de 88 mil barris, a bordo do navio-tanque.

Desde 1918, as jazidas de Infantas e La Cira chegaram a produzir, durante o tempo da concessão, cerca do 80% do petróleo da Colômbia. Do total de 1.224 poços perfurados até março de 1946, 1.145 se encontravam em produção naquele ano, 447 dos quais estavam localizados em Infantas e 698 em La Cira. Na ocasião da reversão da concessão, o total dos poços perfurados chegava a 1.386, com 1.036 poços produtores com produção média de 37,5 mil barris/dia. A produção anual aumentou de 66,7 mil barris em 1921 para 13.809 mil barris em 1951, incluindo os campos de Galán e Colorado os quais entraram em operação em 1945. O recorde anual de produção foi em 1939, com 22.112 mil barris. A partir deste ano, começou a diminuir até chegar a seu ponto mais baixo, em 1942, com

¹³ Cronica de la Concesion De Mares: <http://www.ecopetrol.com.co/histor/activida.htm>

9.332 mil barris. Outro ano de escassa produção, de 9.094 mil barris, foi 1948, devido à instabilidade ocasionada por greve que teve grande repercussão na área de Barrancabermeja.

Desde a adoção dos contratos de associação como instrumento de exploração petrolífera, as reservas de petróleo descobertas no país têm tido um notável crescimento, ao passar de 2.463 milhões de barris no ano de 1970, a mais de 6.982 milhões de barris no ano de 1997¹⁴. Destacam-se os descobrimentos dos campos: Guajira (Texas-1974); Cocorná (Texas-1981); Caño-Limón (Oxy-1983); San Fransisco (Hocol-1985); Opón (Amoco-1994) e, o mais recente, Aguachica (Harken-1997). O decorrente aumento de produção permitiu à Colômbia recuperar sua condição de país exportador.

Ao fim de 1995, as reservas remanescentes de petróleo na Colômbia, ou seja, aquela quantidade das reservas descobertas que ainda não foram produzidas, eram aproximadamente 3.000 milhões de barris de petróleo, dos quais 77,6% vinculados ao regime de associação, 21,4% pertencentes à Ecopetrol e 1% vinculados ao regime de concessão. No ano de 1997, as reservas remanescentes tiveram uma queda em consequência da redução da atividade exploratória, passando a 2.580 milhões de barris, dos quais 68% vinculados ao regime de associação, 31% à Ecopetrol e 1% ao regime de concessão¹⁵.

Adicionalmente, com a entrada em produção das reservas descobertas sob o regime de associação na década de 80 e, mais recentemente, nos pés do Monte Llanero (Cusiana e Cupiagua), a produção de petróleo do país apresentou um considerável incremento. De fato, a contribuição da produção sob o regime de associação constituía 23,3% da produção nacional em 1985. Ao finalizar 1995, com a entrada em produção das jazidas de Monte Llanero se alcançou 78,7% dos 584 mil barris de petróleo produzidos diariamente e no ano 1997, com a entrada

¹⁴ Ecopetrol, *Petroleum Industry Statistics 1997*, pp.50-52

¹⁵ Ibid.

em produção dos campos Cupiagua e a segunda etapa de Cusiana, se alcançou 80% dos 652 mil barris de petróleo que o país produziu diariamente.

Alguns indicadores macroeconômicos refletem a elevada participação do regime de associação na produção nacional de petróleo. A atividade exploratória desenvolvida pela Ecopetrol e pelo regime de associação durante o período compreendido entre 1978 e 1999 tem permitido o aprofundamento do conhecimento geológico do país e, ao mesmo tempo, que a relação contratual de associação apresente uma maior dinâmica, principalmente com os ajustes feitos nos anos de 1976, 1989, 1994, 1997 e, mais recentemente, em outubro de 1999, as quais incentivaram a exploração de novas áreas do país e a ampliação das reservas de petróleo.

As sondagens exploratórias têm sido localizadas nas bacias sedimentares ativas e, nos três últimos anos, tem sido executada uma grande quantidade de poços. No ano de 1994 perfurou-se 30 poços exploratórios dos quais 26 foram feitos pelo regime de associação e 4 pela Ecopetrol; no ano de 1995 perfurou-se 23 poços exploratórios dos quais 19 poços foram feitos pelo regime de associação e 4 pela Ecopetrol; no ano 1996 perfurou-se 20 poços dos quais 19 pelo regime de associação e um poço pela Ecopetrol; no ano 1997 perfurou-se 24 poços dos quais 19 pelo regime de associação e 5 poços pela Ecopetrol¹⁶. A Figura I.3. mostra as áreas de exploração e produção.

O número de sondagens para desenvolvimento e produção no regime de associação tem aumentado nos últimos três anos, conforme pode ser verificado no Anexo 1. Na Figura I.4. é mostrada a evolução da produção das companhias associadas, concessionárias e Ecopetrol no total da produção nacional.

Com base na produção, estudos de simulação e aquisição de novas informações, em 1996 se revisaram e revalidaram as reservas de vários campos de petróleo.

¹⁶ Ecopetrol, *Petroleum Industry Statistics*, 1994, 1995, 1996 e 1997.

Essa tarefa permitiu aumentar as reservas em 75,1 milhões de barris, das quais a Ecopetrol adicionou 7,6 milhões de barris e a atividade associada adicionou 67,5 milhões de barris¹⁷ (Anexo 5).

Em relação ao Produto Interno Bruto – PIB, o crescimento da produção de petróleo dos campos em associação também teve um efeito positivo, já que contribuiu para aumentar a participação da atividade mineira na economia nacional, passando de cerca de 1,3% em 1980 a mais de 4% em 1995.

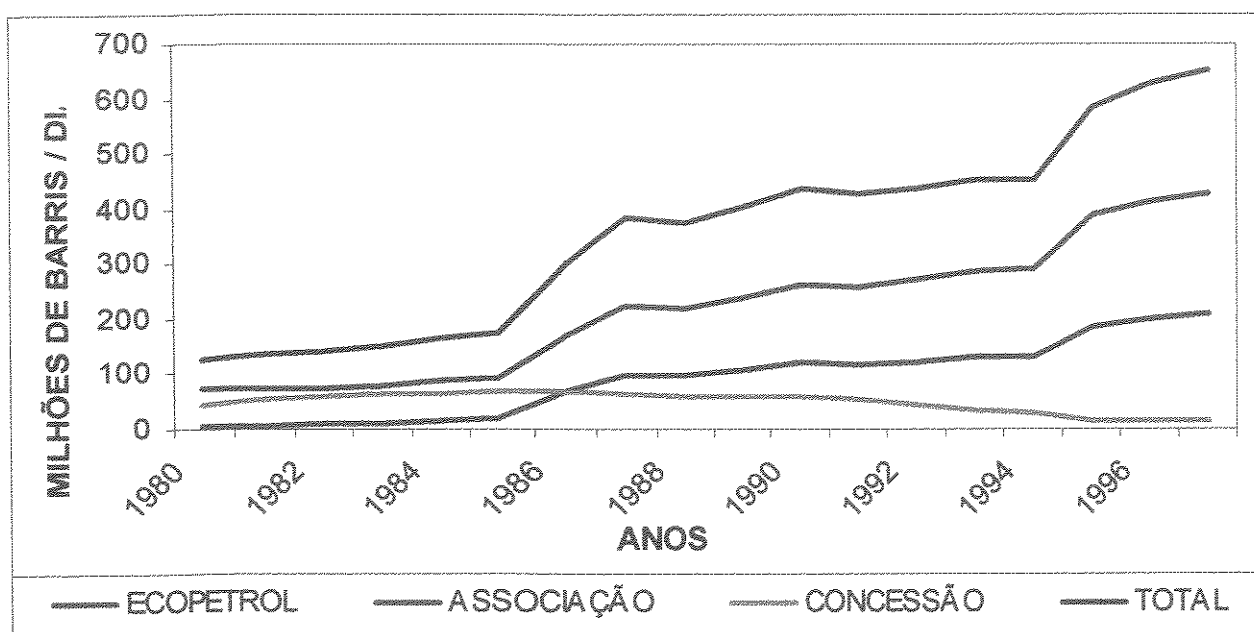


Figura I.4. Produção Nacional de Petróleo da Colômbia

FONTE: Elaborada pela Autora com base nos dados de Ecopetrol, Petroleum Industry Statistics 1994 a 1997.

¹⁷ Rodrigo Villamizar A, Memórias al Congreso Nacional 1996-1997. Ministério de Minas y Energia.

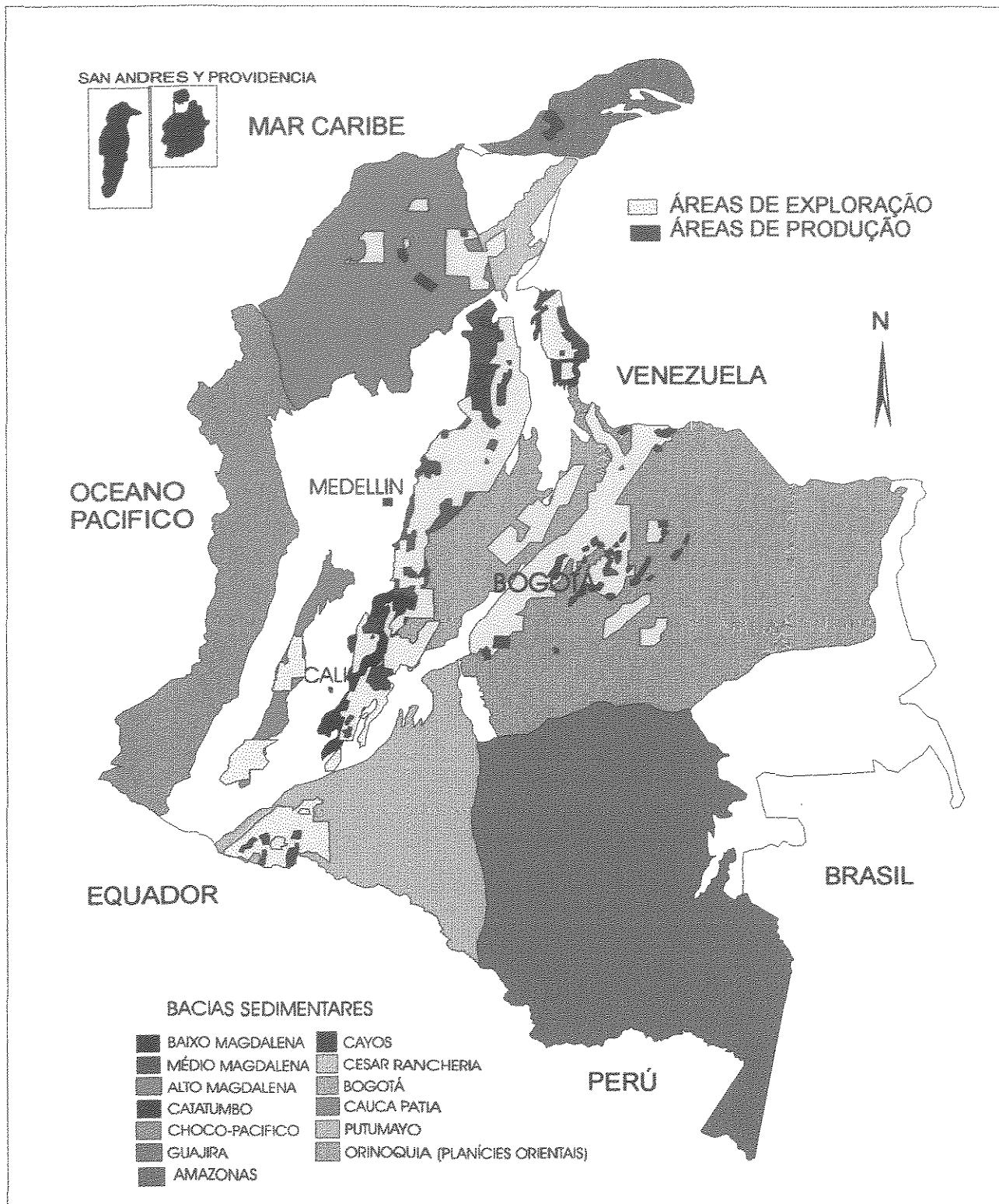


Figura I.3. ÁREAS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NA COLÔMBIA

FONTE: ECOPETROL PETROLEUM INDUSTRY STATISTICS, 19 Ed.1996.

Capítulo II - MODALIDADES DE CONTRATOS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

II.1. Contratos de Concessão

O desenvolvimento da indústria de petróleo mundial tem contado, na última metade do Séc. XX, com dois protagonistas principais: as empresas estatais e as empresas privadas. Países competem entre si para atrair investimentos de risco e tecnologia que viabilizem o desenvolvimento dos seus recursos petrolíferos e, como parte de sua estratégia, ajustam e flexibilizam as condições contratuais para a exploração e produção de petróleo.

M. Ribeiro¹⁸, explica que “contratos petrolíferos, ou contratos de exploração petrolífera, são a designação corrente para os instrumentos firmados entre o Estado ou uma agência estatal ou empresa governamental, e uma ou mais empresas internacionais de petróleo. Nesses contratos são previstos os direitos e obrigações decorrentes dos direitos conferidos pelo Estado em relação à utilização e destinação das reservas petrolíferas”.

L. Martins¹⁹ relata a opinião de especialistas em acordos de petróleo que “afirmam que as diferenças de terminologia para designar os acordos de petróleo (concessão, licença, *lease*, contrato) escondem uma similaridade em substância. O fato essencial a respeito desses acordos é que todos eles podem ser construídos para alcançar o mesmo resultado.”

A definição de políticas e de objetivos de um país tem de apoiar-se nas próprias realidades e muitas vezes não é susceptível de mudança e exige persistência e clareza de metas e criação de mecanismos para alcançá-las. A contundente realidade econômica e social da Colômbia é não poder contar com suficientes recursos humanos capacitados e domínio de tecnologia para que o Estado

¹⁸ Marilda R de Sá Ribeiro. *As Joint Ventures na Indústria do Petróleo*, pp. 128-129

¹⁹ L.A.M.Martins, *Política e Administração da Exploração e Produção de Petróleo*, p.10

assuma por sua conta e risco toda a atividade exploratória e de produção de petróleo.

A Colômbia tem acompanhado atentamente as tendências internacionais e por tal motivo tem revisado e atualizado de forma permanente seu regime de contratação, procurando alcançar uma maior competitividade dentro de uma indústria cada vez mais dinâmica²⁰.

II.1.1. A Concessão de De Mares

Os contratos de concessão da primeira metade do Séc. XX caracterizavam-se pela outorga de grandes áreas à companhia estrangeira ou indivíduo, por longos períodos de vigência que chegavam a 70 anos; as obrigações eram vagas em termos de trabalho exploratório; as participações governamentais restringiam-se ao pagamento de *royalties* ou taxa anual; não havia controle ou ingerência pelo país hospedeiro e as companhias gozavam de ampla liberdade, inclusive quanto à taxação e produção²¹.

No Diário Oficial de 7 de março de 1906 (n. 125.890) foi publicado o contrato de concessão para exploração de petróleo celebrado entre o Governo da Colômbia e Roberto De Mares, em 28 de novembro de 1905, e aprovado pelo Conselho de Ministros dois dias depois (Anexo 3). Um mês antes, Virgílio Barco já havia obtido do Governo Colombiano concessão para explorar a região do Catatumbo²².

Roberto De Mares tratou de obter financiamento para iniciar os trabalhos estipulados no contrato de concessão. Através de escritura pública nº 285, de 2 de maio de 1906, do Cartório do Circuito de Cartagena, De Mares cedeu grande parte de seus direitos a Justo M De La Espriella e Companhia, com quem se associou e continuou a representá-lo.

²⁰ A. M. Ortiz. *Algunos Determinantes...*, p.41.

²¹ Ribeiro, M. S. *As Joint Ventures na Indústria do Petróleo...*p.129

²² Anexos: <http://www.ecopetrol.com.co/prin/histor/anexos.htm>

O contrato de concessão fixava um prazo de 18 meses para o início dos trabalhos de exploração, que vencia em 6 de junho de 1907. O Ministério de Obras Públicas concedeu várias prorrogações de prazo, mas não tendo sido iniciados os trabalhos de exploração ao termo das mesmas, declarou a caducidade do contrato pela Resolução de 22 de outubro de 1909²³.

Sem recuar de seus propósitos, Roberto De Mares solicitou a revogação da resolução de caducidade, alegando razões de força maior e caso fortuito para demonstrar a impossibilidade de iniciar as operações. O Ministério deu crédito às razões alegadas por De Mares e editou, no dia 17 de maio de 1915, uma nova resolução, revogando a de 22 de outubro de 1909 e fixando o prazo de 12 meses, a partir de 25 de junho do mesmo ano, para o início dos trabalhos de exploração.

Na tentativa de cumprir o contrato, De Mares logrou despertar o interesse de alguns capitalistas americanos dedicados à indústria do petróleo, que lhe ofereceram financiamentos. Entre eles encontravam-se Michael L. Benedum, presidente do Benedum Trees Bil Company e Joe C. Trees, presidente de Penn Mex Fuel Co. Eles fundaram a empresa Tropical Oil Company, em 29 de maio de 1916, registrada no cartório público da cidade de Wilmington, Estado de Delaware, e seus estatutos foram também registrados no 3^a Cartório de Bogotá pela escritura pública número 425 de abril de 1917.

Duas década depois, em 1937, a Câmara de Representantes aprovou uma proposição emitida pelo Conselho de Estado, segundo a qual a concessão de De Mares deveria vencer em 14 de junho de 1946. A fundamentação para a data proposta para a reversão da concessão de De Mares se encontra na Ata de San Vicente De Chucurí, lavrada em 14 de junho de 1916, na qual menciona-se a execução de trabalhos exploratórios nessa data em Infantas. Apoiando-se neste documento, a Câmara de Representantes sustentou que a concessão de De

²³ La concessão De Mares: <http://www.ecopetrol.com.co/prin/histor/laconces.htm>

Mares, de acordo com o contrato original, cumpriria o termo de 30 anos na data que se anunciava.

Em 23 de abril de 1941, o ministro de Minas e Petróleos enviou um memorando à Tropical Oil Co., no qual assinalava que, conforme o contrato vigente, a concessão de De Mares expirava em 14 de junho de 1946. A companhia respondeu que gozava dos direitos de concessionária até 25 de agosto de 1951, pois que, pela dificuldade de operar a refinaria, a Tropical havia pedido uma extensão do prazo fixado no contrato de transferência de direitos, para pô-la em marcha. O Governo, mediante a Resolução de 13 de junho de 1921, aprovara a petição e fixara a data de 25 de agosto de 1921 que se devia entender como o marco inicial dos trabalhos de operação²⁴.

Para superar as dificuldades, o Presidente Eduardo Santos solicitou ao Procurador Geral que entabulasse a correspondente demanda ante a Honorable Corte Suprema de Justiça, para que esta determinasse o término da concessão e declarasse a reversão a favor do Estado. A sentença da Suprema Corte, em 20 de setembro de 1944, negou o pedido feito pelo Procurador e reconheceu expressamente em desfavor da companhia e a favor da nação que, à expiração do contrato, em 25 de agosto de 1951, reverterão à propriedade da nação, a título gratuito, todas as obras, edifícios, maquinarias, aparatos, cabos aéreos, ferramentas e, em geral, todos os elementos de produção, incluídos os correspondentes ao refino e todos os meios de comunicação empregados por dita companhia.

II.2. Contratos de Associação

II.2.1. Natureza Técnica e Jurídica

²⁴ Reversión de la Concesión De Mares: <http://www.ecopetrol.com.co/prin/histor/reversio.htm>

O contrato de associação é considerado um exemplo típico de *joint venture*. Esta, é uma modalidade de associação para permitir à estatal do país hospedeiro a participação nos riscos e nos resultados da operação petrolífera e a convergência de interesses dos sócios. A participação do sócio estatal impõe à *joint venture* certas condições de fundo, notadamente sobre o regime de propriedade e controle, duração, política financeira e funcionamento; negociação, caso a caso, sobre participação da estatal na administração e decisões, treinamento de mão de obra local, transferência de tecnologia e outros²⁵.

O contrato de associação admite, além da participação da empresa estatal do país hospedeiro na rotina gerencial do contrato: *royalties* crescentes em razão do aumento da produção; “carrego” (financiamento) das despesas de exploração correspondentes ao percentual de participação (interesses) da empresa estatal com reembolso posterior, em caso de sucesso; participação igualitária nos riscos da fases de desenvolvimento e produção; partilha dos resultados somente após a dedução dos *royalties*²⁶.

O contrato de associação colombiano nasceu como uma alternativa para atrair investimentos privados de risco e incentivar a exploração, em momentos em que o país se viu obrigado a importar hidrocarbonetos a altos preços, com repercussões econômicas. Trata-se basicamente de um contrato de adesão no qual unicamente se negocia a área a ser contratada, com compromissos exploratórios que a associada deve realizar a durante o período de exploração e obrigações com programas de transferência de tecnologia. A contratação das áreas de exploração se faz tanto pelo regime de contratação direta como através de licitação. Pelo processo de licitação, a contratação está sujeita aos termos e condições de cada rodada.

²⁵ Ribeiro, M. S. *As Joint Ventures na Indústria do Petróleo*, p. 130

²⁶ *idem*, p. 131.

A fundamentação jurídica do regime de contratos de associação para a E&P de petróleo na Colômbia está na Lei 20, de 1969, que, em seu artigo 12, faculta ao governo declarar como reserva nacional qualquer área potencialmente petrolífera e outorgá-la, sem sujeição ao regime de concessão, à Ecopetrol, para que esta a administre e proceda à E&P, diretamente ou em associação com capital público ou privado, nacional ou internacional.

O regime de associação foi ratificado pelo Decreto Legislativo 2.310, de 1974, que dispõe que toda a contratação para a E&P de hidrocarbonetos na Colômbia deve ser realizada mediante associação da Ecopetrol com pessoas jurídicas nacionais ou estrangeiras, em detrimento do regime de concessão, expressamente abolido. Com a adoção desse regime, a Colômbia criou uma situação de competitividade internacional que resultou no aumento da atividade exploratória no país.

O contrato de associação é semelhante a um contrato de risco na etapa exploratória e de operação conjunta em sua etapa de desenvolvimento e tem os seguintes aspectos básicos:²⁷

- Entra em vigor na data da assinatura e tem duração de até 28 anos. O período inicial de exploração é de 3 anos e pode ser prorrogado por mais 3 anos; o período de produção é de 22 anos, a partir do fim do período de exploração.
- Durante o período de exploração, os riscos dos investimentos são assumidos em sua totalidade pela empresa associada em conformidade com um programa de atividades acordado previamente com a Ecopetrol e que contempla geralmente trabalhos de exploração superficial e perfuração de poços exploratórios.
- A Ecopetrol disponibiliza à associada toda a informação que tem sobre a área contratada e, por sua vez, a associada deve entregar à empresa estatal, à medida que vai obtendo, toda a informação técnica.

²⁷ Ecopetrol, *El Contrato de Asociación en Colombia (Modelo)*.

- Ao fim do período de exploração, a associada deve devolver a totalidade da área contratada, a menos que haja logrado o descobrimento de um campo reconhecido como comercial. Neste caso, devolve a metade da área e pode continuar explorando o resto da área por sua conta e risco. Dois anos mais tarde, a área do contrato se reduz a 25% da área inicial e dois anos depois, a área fica limitada aos campos em produção mais uma área de proteção de 5 km de largura.
- A associada deve ter perfurado um número suficiente de poços dentro do campo comercial proposto, que permita definir razoavelmente se é comercial. Se a Ecopetrol aceitar a existência do campo comercial, entrará no negócio em associação e reembolsará à associada 50% dos custos de perfuração dos poços comerciais. Esse pagamento efetuará a Ecopetrol à associada com o montante de sua participação na produção desse poços, deduzidos os *royalties*.

Desde 1986, com o objetivo de antecipar a exploração das áreas reservadas da Ecopetrol, implementou-se o contrato de participação de risco como uma variante do contrato de associação. A principal característica desses contratos é a participação da Ecopetrol no risco exploratório, assumindo parte do investimento, geralmente 15% do investimento em perfuração a partir do segundo poço exploratório no terceiro ano de contrato e, em troca, obtém maior proporção da produção em comparação com o contrato de associação padrão (Tabela II.3).

Tabela II.3. Distribuição da Produção no Contrato de Participação de Risco

PRODUÇÃO ACUMULADA (milhões de barris)	ECOPETROL %	ASSOCIADA %
0 – 60	50	50
60 – 90	55	45
90 – 120	60	40
120 – 150	65	35
> - 150	70	30

Fonte: Ecopetrol, Vice-presidência de Exploração e Produção, Seminário Mecanismos de Contratação, 1997.

II.2.2. Evolução dos Contratos de Associação

Na história dos contratos de associação podem ser identificadas diversas etapas desde sua implantação, cujas características são descritas a seguir.

- *Primeira Etapa - Participação 50/50 (1976-1989)*

O contrato de associação básico estabelecia 6 anos de exploração, declaração de comercialidade e 22 anos de produção. Descontados 20% de *royalties* para a nação e os custos de exploração (sísmica e poços exploratórios secos) e de produção, se dividia o resultado, em partes iguais, entre a Ecopetrol e a associada.

O início da produção do campo de Caño-Limón, em 1986, faz com que o país retome sua condição de exportador, cabendo esclarecer que o país foi importador de hidrocarbonetos no período de 1976-1985, a um custo de cerca de 44% da dívida pública externa colombiana ao final de 1985.

- *Segunda Etapa - Produção Escalonada (1989-1994)*

Em 1989, o Decreto 2.782 mudou os termos dos contratos de associação, estabelecendo que a participação da Ecopetrol na produção de petróleo ou gás aumentará à medida que aumentem os volumes de produção, com base em uma tabela consignada nesta lei (Tabela II.3.)

O Decreto 2.782, de 1989, foi contestado juridicamente desde sua publicação, vindo a perder eficácia por decisão judicial em 1994. No entanto, a Junta Diretiva da Ecopetrol adotou o mesmo como política interna e incorporou seus termos nas cláusulas dos próximos contratos de associação.

O campo de Cusiana, descoberto em 1989, foi confirmado com os testes de produção do poço Cusiana-2A em 1991. Em 1992, foi perfurado o poço Cupiagua-1, que permitiu a descoberta de um novo campo, em uma estrutura geológica diferente de Cusiana.

Nesse mesmo ano de 1992, foi promovida uma reforma tributária mediante a Lei 6ª que estabeleceria o imposto de guerra como uma contribuição especial, aumentava-se a carga fiscal com uma sobretaxa geral de 25% ao imposto de renda e também aumentava-se o imposto de remessas para 15%.

Os índices da atividade exploratória, como extensão de linhas sísmicas e número de poços exploratórios perfurados, que haviam se deteriorado desde 1989, entram em 1992 em franco declínio, chegando a seu valor mínimo em 1994.

- *Terceira Etapa - Fator "R" (1994)*

O Governo da Colômbia, tendo em vista a deterioração das atividades de exploração, e depois de um estudo de consultores internacionais, decidiu abrir a Primeira Rodada Internacional de Áreas para a Exploração, com as seguintes modificações ao contrato de associação :

1. Introdução do fator "R". Isto foi feito para buscar equilíbrio entre as receitas e as despesas dos investidores privados, para reativar a exploração mediante contratos de associação. A distribuição da produção, depois do pagamento dos *royalties*, é feita segundo o valor do fator R. No Anexo 5, mostra-se a definição do fator "R" e as categorias de aplicação.
2. Até metade dos custos dos poços exploratórios e não produtores (poços secos) podia ser reembolsada como se vê na Tabela de Critérios de Aplicação do fator Alfa, a critério da companhia licitante (Anexo 5).

3. Redução das tarifas de transporte por oleodutos da Ecopetrol.
4. Estabelecimento de uma nova Unidade de Gestão Ambiental para o setor petrolífero.

Das 35 companhias petrolíferas que adquiriram os pacotes da licitação internacional, só três fizeram propostas. Os resultados finais não significaram "um êxito redondo, nem um fracasso", falou Ismael Arenas, Vice-Presidente de Operações associadas da Ecopetrol, o qual considera que o modelo colombiano é "medianamente competitivo" e deve manter suficiente flexibilidade para ajustar-se à circunstâncias²⁸.

- *Quarta Etapa - Modificação do Fator "R" (1995)*

Em 26 de janeiro de 1995, o Ministério de Minas e Energia, através do documento intitulado "Mudanças Fundamentais na Política Petrolífera", anunciou as medidas para tornar a Colômbia um país mais atrativo para os investidores em petróleo, nacionais e estrangeiros, e para assegurar a reativação da atividade exploratória em território colombiano. As principais mudanças foram:

1. Eliminação do imposto de contribuição petrolífera para os novos contratos de associação. Para tornar efetiva esta modificação, o Governo da Colômbia apresentaria em breve um projeto de lei ao Congresso da República.
2. Reconhecimento efetivo de 50% dos custos de exploração após a descoberta de um campo comercial. Para os novos contratos, esses ressarcimentos seriam feitos à taxa cambial vigente por ocasião dos investimentos.
3. O fator R deve ser um parâmetro flexível para, ao levar em conta a rentabilidade dos campos, permitir que se ajuste aos diferentes estágios de

²⁸ Jorge Lombana V. *La Exploración de Hidrocarburos en Colombia y el Contrato de Asociación.*

prospecção nas diferentes bacias sedimentares e também ao tamanho das reservas encontradas em cada campo.

4. Um último fator com o qual pode-se incentivar os licitantes, é a ampliação dos períodos de exploração e de produção. O período de produção, salvo alguns casos especiais, deve permitir o esgotamento econômico da jazida.

- *Quinta Etapa - Ajustes nos Contratos (1997)*

Atualmente, cogita-se, nos círculos da economia colombiana, de iminente importação de petróleo no ano 2004, pela ausência de uma política petrolífera clara e estável, que garanta os investimentos e, por conseguinte, o desenvolvimento dos mega projetos de hidrocarbonetos colombianos²⁹.

De acordo com o estipulado pela Junta Diretiva da Ecopetrol, decidiu-se adotar os seguintes ajustes para os contratos assinados a partir de 22 de outubro de 1997

- Adoção de maiores incentivos para exploração em áreas inativas.
- Reembolso dos custos de exploração nas zonas ativas em dólares.
- A rentabilidade se fixará por campo e não por contrato.
- Maiores estímulos à pesquisa de gás.

Além dos ajustes feitos para as áreas inativas, também foram feitas mudanças nas cláusulas dos novos contratos de associação por adesão³⁰ para as áreas ativas, no caso de descoberta de hidrocarbonetos líquidos ou gasosos, conforme se mostra a seguir:

1. **Áreas ativas:** Áreas que, em sua maioria, estão designadas à operação direta de Ecopetrol e destacam-se por sua alta prospectividade e excelente localização.

²⁹ Lilibiana Cárdenas Acosta, *Llegó la Hora de Hacer Realida la Política Petrolera Colombiana*.

³⁰ Contrato de associação por adesão é a nova denominação do contrato de associação padrão depois das reformas de 22 de outubro de 1997.

1.1. Para hidrocarbonetos gasosos

- período de retenção da área de 4 anos;
- período de produção de 30 anos;
- reembolso dos custos diretos de exploração com 100% da produção que cabe à Ecopetrol;
- reembolso dos custos diretos de exploração em termos reais em dólares;
- aplicação do fator R por campo, uma vez alcançados os 60 milhões boe³¹ de produção acumulada, dentro dos seguintes limites:
 - se $R < 2,0$ a distribuição da produção é na base de 50%;
 - se $2 < R < 3,0$ a participação da associada será 50% (R-1);
 - se $R < 3,0$ a participação da associada será de 25%.

1.2. Para hidrocarbonetos líquidos

- reembolso dos custos diretos de exploração em termos reais em dólares;
- aplicação do fator R por campo, com limites de aplicação entre 1,0 e 2,0.

1.3. Contrato de risco compartilhado

O risco compartilhado é uma alternativa para a Ecopetrol diversificar seus investimentos de capital de risco³² com possibilidade de compartilhar o risco com as companhias privadas. Esta é uma prática usual entre as companhias petrolíferas. Para as áreas novas onde a Ecopetrol assumir a operação de atividades exploratórias, se adotará a modalidade de contrato de risco compartilhado. Para os futuros projetos em áreas novas há a possibilidade de delegar ao sócio privado a operação do contrato. Em caso de descoberta de gás natural, se aplicarão os termos estabelecidos no contrato de associação por adesão para esse caso.

³¹ barris de óleo equivalente.

³² Carta Petrolera entrevista al Vicepresidente de Exploración y Producción de Ecopetrol, Ismael Enrique Arenas, setembro-outubro de 1997.

2. **Áreas inativas:** Área inativa é aquela que tem estado aberta a contrato de associação por adesão e não tem sido contratada ou não tem sido objeto de atividade exploratória sistemática. Para essas áreas, o contrato se modificará da seguinte maneira:

- ampliação do período de exploração para 8 anos, adicionando um período de retenção de até 4 anos se a descoberta é de hidrocarboneto gasoso;
- aumento do período de produção para 27 anos e 30 anos, para hidrocarbonetos líquidos e gasosos respectivamente;
- reembolso dos custos diretos de exploração com 100% da produção que cabe à Ecopetrol;
- reembolso dos custos diretos de exploração em termos de dólares dos EUA;
- adjudicação de blocos correspondentes a estas áreas unicamente em função da participação percentual, depois do pagamento dos *royalties* (X), que se ofereça à Ecopetrol no contrato de associação e que não pode ser inferior a 25%, e sob condições mínimas que se definirão previamente no edital de licitação. Em caso de empate, se escolherá a proposta que apresente o melhor programa de exploração, de acordo com a regulamentação estabelecida no respectivo edital;
- aplicação do fator R por campo, dentro dos seguintes limites:
 - se $R < 2,0$ a distribuição da produção para o associado é $100\% - X$;
 - se $2 < R < 3,0$ a participação do associado será $100\% - X / (R-1)$;
 - se $R < 3,0$ a participação do associado será de $(100\% - X) / 2$.

3. **Áreas com potencial para campos pequenos:** Áreas com prospectos e áreas prospectivas identificadas, a serem contratadas sob um esquema diferente do contrato de associação vigente, de interesse para pequenas ou médias empresas.

Neste esquema contratual para áreas com potencial para campos pequenos, se programarão processos de licitação nos quais a Ecopetrol deterá inicialmente 20%

da produção e as companhias adiantarão 100% do investimentos de exploração e desenvolvimento. A base para a adjudicação será a participação na produção que se ofereça à Ecopetrol, que não pode ser inferior a 5%. O fator R se aplicará, nestes casos, a partir de 30 milhões de barris de produção acumulada (ao invés de 60 milhões de barris, como no contrato de associação por adesão), mas mantendo os limites de aplicação entre 1 e 2.

4. Estimulação da produção de campos da Ecopetrol: O esquema planejado tem por objetivo estimular a produção e incrementar a recuperação e as reservas em alguns dos campos que retornaram à Ecopetrol no passado, mediante a aplicação de novas tecnologias e com 100% de investimento de risco da companhia interessada. A retribuição para o sócio investidor estabelece-se como um percentual de dita produção incremental, a qual é o único parâmetro de adjudicação da licitação, com um mínimo de 25% para a Ecopetrol. Igualmente, contempla-se a aplicação do fator R, mas mantendo os limites de aplicação entre 1 e 2, a partir dos 60 milhões de barris de produção incremental acumulada.

Todas as modificações introduzidas pela Junta Diretiva da Ecopetrol em 22 de outubro de 1997 estão apresentadas na Tabela II.4, onde há também um resumo das modificações feitas pela Junta Diretiva da Ecopetrol.

- *Sexta Etapa - Ajustes à Política de Contratação Petrolífera (1999).*

Além das medidas já adotadas pelo Governo e pelo Congresso em relação com a amortização dos custos intangíveis (Art. 41 da Lei 488, de 24/12/1998), da cobrança de *royalties* em escala móvel (Art. 73 da Lei do Plano de Desenvolvimento Nacional), da agilização do licenciamento ambiental (Decreto 788), a Junta Diretiva da Ecopetrol, em 2 de julho de 1999, aprovou os seguintes pontos:

Tabela II.4. Mecanismos dos Contratos de Associação

		ÁREAS ATIVAS						ÁREAS INATIVAS			
		Contrato de Associação		Áreas Designadas à Ecopetrol							
Características Básicas	Contrato de Associação	Hidrocarboneto Líquido	Hidrocarboneto Gasoso Compartilhado	Contr. de Risco Campos Pequenos	Áreas com Produção Estimulada	Contrato de Produção	Hidrocarbonetos Líquidos	Hidrocarbonetos Gasosos			
Período de Exploração (anos)	6	6	6	6	6	2 per. avaliação	8	8			
Período de Retenção (anos)	0	0	4	0	0	0	0	4			
Produção da Ecopetrol, para reembolso (%)	22	22	30	22	22	18	27	30			
Reembolso termos reais	Não	Sim	Sim	Não	Não	Não	Sim	Sim			
Produção acumulada p/ aplicar fator R (milhões boe)	60	60	60	60	30	60 Prod. Incremental	--	--			
Critério de Adjudicação	Negociação	Direta	Direta	Licitação	Licitação	Licitação	Licitação	Licitação		Licitação	
Distribuição da produção	R % Sócio	R % Sócio	R % Sócio	R % Sócio	R % Sócio	R % Sócio	R % Sócio	R % Sócio	R % Sócio	R % Sócio	R % Sócio
Fator R	<1 50 1-2 50/R <2 25	<1 50 1-2 50/R <2 25	<2 50 2-3 50/(R-1) <3 25	<1 50-y 1-2 (50-y)/R <2 (50-y)/2	<1 100 1-2 (100-x)/R <2 (100-x)/2 x>5%	<1 100 1-2 (100-x)/(R-1) <2 (100-x)/2 x>5%	<2 100 2-3 (100-x)/(R-1) <3 (100-x)/2 x>5%	<1 100 1-2 (100-x)/(R-1) <2 (100-x)/2 x>5%	<1 100 1-2 (100-x)/(R-1) <2 (100-x)/2 x>5%	<1 100 1-2 (100-x)/(R-1) <2 (100-x)/2 x>5%	<1 100 1-2 (100-x)/(R-1) <2 (100-x)/2 x>5%
Aplicação Fator R	Contrato	Campo	Campo	Campo	Campo	Contrato	Campo	Campo		Campo	

*Em uma descoberta de gás aplica-se os termos do contrato de adesão modificado.

Nota: X = porcentagem da participação na produção oferecida à Ecopetrol acima de 50%, depois dos royalties.

Fonte: Ecopetrol

- Participação da Ecopetrol: Para os novos contratos de associação que se celebrem, a participação de Ecopetrol será de 30%, o que significa que a Ecopetrol assumirá 30% dos investimentos e obterá 30% da produção de hidrocarbonetos, depois de deduzidos os *royalties*, até quando se verificarem as condições para que o fator R entre a operar.

- Fator R: Utilizado como critério de distribuição da produção, o fator R vem a ter duas modificações com respeito ao esquema anterior. Em primeiro lugar, seu cálculo se fará em dólares constantes, que dizer, as receitas e custos que formam parte do cálculo do fator R serão indexados periodicamente com base na inflação internacional média dos países industrializados. Em segundo lugar, se ampliou em cinco décimos o limite do fator R, o qual determina o início de uma maior participação do Estado (adicional aos 30% iniciais), na produção de hidrocarbonetos líquidos de cada campo comercial descoberto.

Com base nestas modificações, a distribuição da produção, proveniente das novas descobertas, depois do pagamentos dos *royalties*, e depois de alcançar um volume acumulado de 60 milhões de barris de petróleo ou o equivalente de gás, está mostrada na Tabela II.5.

Tabela II.5. Novas Modificações do Fator R (julho de 1999)

Hidrocarbonetos Líquidos (depois dos <i>royalties</i>)			Hidrocarbonetos Gasosos (depois dos <i>royalties</i>)		
Fator R	Associada	Ecopetrol	Fator R	Associada	Ecopetrol
< 1,5	70%	30%	< 2,0	70%	30%
1,5 até 2,5	70 % (R-0,5)	100%[70%(r-0,5)]	2,0 até 3,0	70 % (R-1)	100%[70%(R-1)]
> 2,5	35%	65%	> 3,0	35%	65%

Fonte: Carlos Rodado Noriega, President of Ecopetrol: <http://www.ecopetrol.com.co/upstream/newoil.htm>

As modificações serão aplicadas aos novos contratos que se assinem, nas áreas que estejam disponíveis para serem contratadas. Com estas medidas se espera

compensar o risco inerente às atividades de exploração, melhorando as condições econômicas dos projetos petrolíferos e incrementando sua rentabilidade.

Atualmente, a Colômbia apresenta um grande número de contratos de E&P, todos eles distribuídos nas bacias sedimentares ativas (Baixo Magdalena, Médio Magdalena, Alto Magdalena, Orinoquia, Putumayo, Catatumbo). Esses contratos correspondem às modalidades de associação, participação de risco especial e risco compartilhado (Anexo 6). É a seguinte, a distribuição dos contratos de associação por bacia:

- Bogotá: 3 contratos;
- Cauca-Patia e Guajira: 1 contrato cada;
- Cesar-Rancheria, Catatumbo e Magdalena: 2 contratos cada;
- Putumayo: 10 contratos;
- Alto Magdalena: 29 contratos;
- Médio Magdalena: 21 contratos;
- Orinoquia: 33 contratos.

Na modalidade de participação de risco, as bacias Planícies Orientais, Putumayo e Magdalena Superior têm 1 contrato cada. A bacia Médio Magdalena tem 1 contrato especial. As bacias Planícies Orientais e Putumayo têm 1 contrato de risco compartilhado cada.

Então podemos ver que, em janeiro de 1998, a Colômbia tinha 104 contratos, com cerca de 11.363 ha de extensão, distribuídos conforme mostra a Tabela II.6.

Tabela II.6. Contratos Vigentes em 1 de Janeiro de 1998

Contratos	Número de Contratos	Área (ha)
Associação	98	11.185
Participação de Risco	3	122
Especial	1	17
Risco Compartilhado	2	39
Total (sem incluir avaliação técnica)	104	11.363

Fonte: Ecopetrol, Informe Anual, Vice-Presidência de Operações Associadas.

II.2.3. Investimentos

A evolução dos investimentos feitos através dos contratos de associação, durante o período compreendido entre os anos de 1976 e 1996, tem sido crescente. As atividades em que mais se investiu foram exploração e desenvolvimento (Anexo7).

Na exploração, os investimentos foram feitos na perfuração de poços, sísmica terrestre e marítima e exploração superficial (Figura II.5.). O número de poços perfurados no regime de associação aumentou depois da descoberta de Caño-Limón no ano de 1982, alcançando os níveis mais altos desde a implantação do regime de associação. No ano de 1988, foram perfurados 61 poços; nos anos de 1989 e 1990, foram perfurados 58 poços em cada ano. Depois começou a cair o investimento na perfuração de poços até chegar a um ponto crítico no ano de 1995, com 13 poços; no ano de 1996, houve um pequeno aumento, com 21 poços e, no ano de 1997, perfuraram-se 28 poços.

O investimento em sondagem exploratória apresentou uma evolução crescente durante o período já nomeado, com maior crescimento nos anos 1982 e 1992 provocado pelas grandes descobertas. A exploração superficial teve um comportamento mais ou menos constante durante o mesmo período de estudo (Figura II.5.).

O investimento em desenvolvimento pelo regime de associação tem sido feito nos grandes campos de Caño-Limón (1984-1986) e Cusiana e Cupiagua, para colocá-los em produção (1990-1996).

O investimentos feitos pela Ecopetrol durante o período compreendido entre 1982 e 1998, foram mais ou menos constantes até o ano 1990 (Figura II.6.) e depois evoluíram, orientados nos seguintes objetivos: Cusiana y Cupiagua, operação associada, E&P, refino, transporte, investigação, plano gás e outros (inclui

ocensa³³, capitalização, taxas de *leasing*, fundo de aposentadoria e outros de menor importância) (Anexo 8).

Os investimentos em E&P, refino, transporte e outros, somaram US\$ 733,20 milhões de dólares correntes no ano 1993, só nas operações associadas. Na área de investigação científica e de novas tecnologias, a Ecopetrol investiu menos de US\$ 7,31 milhões de dólares correntes ao ano, valor insignificante.

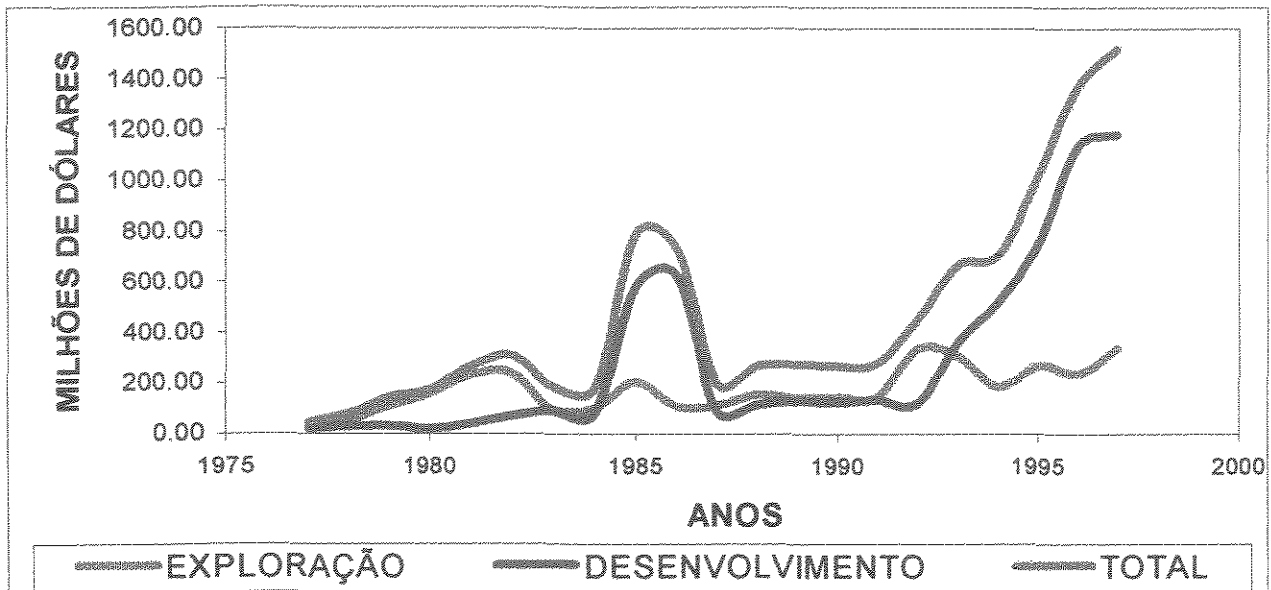


Figura II.5. Investimentos em Exploração e Desenvolvimento pelos Contratos de Associação (Associada:100%)

Fonte: Elaborado pelo Autor com base nos dados de Ecopetrol, Petroleum Industry Statistics 1994,1995, 1996 e 1997.

II.2.4. Royalties e Transferências ao Estado

O regime tributário do setor petrolífero está marcado pela crise fiscal em que vive o país. É de fundamental importância para o país, o impacto nas finanças públicas, da receita tributária proveniente dos investimentos estrangeiros em E&P, e também das receitas geradas pela Ecopetrol. Assim, a importância estratégica

³³ Ocensa é um complexo de redes de oleodutos para escoar o petróleo de Cusiana e Cupiagua.

de manter o investimento na indústria de petróleo e o papel que a política tributária para o setor deve exercer no futuro, constituem peças chaves de governo.

A crise fiscal que o país tem vivido se originou, em parte, das mudanças introduzidas pela Constituição de 1991. De fato, o país empreendeu um processo de transição institucional caracterizado pela descentralização, privatização e crescimento do gasto social (meio ambiente, saúde, educação, água potável). Adicionalmente, a situação política e social tem exigido um incremento nos gastos de defesa, seguridade e justiça.

As empresas petrolíferas estão obrigadas a cumprir os deveres formais aos quais estão sujeitos os demais contribuintes, em particular aqueles que se tem classificado como grandes contribuintes. A legislação tributária tem sido regulamentada em detalhe com respeito a essas obrigações e seu descumprimento gera sanções aplicadas pela administração tributária.

A tributação direta do setor petrolífero consiste na cobrança do imposto de renda com uma taxa de 35% e imposto de remessas de lucros de 7% sobre as receitas comerciais; contribuição especial de 3,5% até 7% sobre a produção e que vai diminuindo a partir de 1998 até desaparecer no ano 2000. No ano de 1997, se estabeleceu um investimento compulsório resgatável após cinco anos, com destino à defesa e segurança, equivalente a 0,5% do patrimônio líquido de 1996. O imposto de indústria e comércio é um gravame que se substitui pelos *royalties*, se o valor deles é superior ao valor do imposto, que oscila entre 4 e 12 por mil, dependendo do município respectivo onde localiza-se a exploração. Existe outros impostos e taxas de caráter indireto como o registro de documentos nas câmaras de comércio ou nos escritórios de registro de imóveis, o imposto de transporte pelo oleoduto, o imposto do selo por contratos de maior quantia e o imposto do IVA por consumo de bens e serviços requeridos para a operação e administração, que se convertem em custos e gastos dedutíveis dos impostos de renda, salvo se se trate do IVA pela aquisição de ativos fixos, que constitui uma antecipação do imposto de renda.

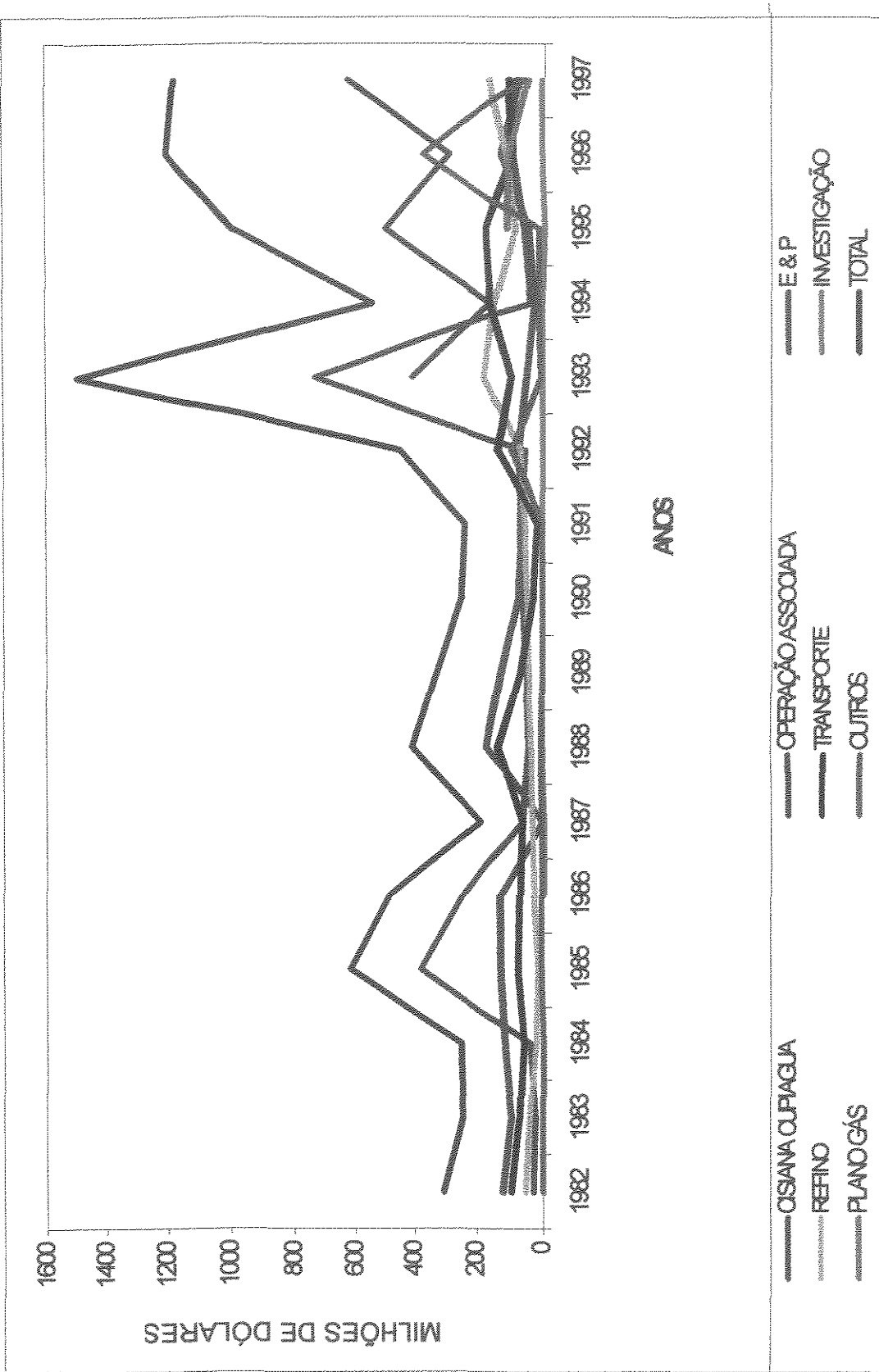


Figura II.6. Investimentos da Ecopetrol
 Fonte: Elaborada pela Autora com base nos dados de Ecopetrol, Petroleum Industry Statistic, 1994 a 1997

Se analisarmos qual é a relação da produção com os *royalties* e as transferências ao Estado, poderemos observar que se tem produzido um considerável incremento nos *royalties* (correspondente a 20% da produção total), através de um período compreendido entre o ano de 1984, com US\$ 50,69 milhões de dólares; o ano de 1990, com US\$ 345,99 milhões de dólares e o ano de 1997, com US\$ 460,18 milhões de dólares (Figura II.7).

Adicionalmente, o país tem recebido ingressos de divisas pelo pagamento pelas companhias associadas, de impostos de renda, importação, produção, contribuição especial pela produção (mais conhecido como Imposto de Guerra), etc. O impacto fiscal, da mesma forma que os *royalties* e as transferências apresentou um aumento considerável nas últimas duas décadas passando de aproximadamente US\$ 65,27 milhões de dólares no ano de 1985 a mais de US\$ 117,98 milhões de dólares no ano de 1990 e, por último, no ano de 1997 alcançou US\$ 375,68 milhões de dólares (Anexo 9).

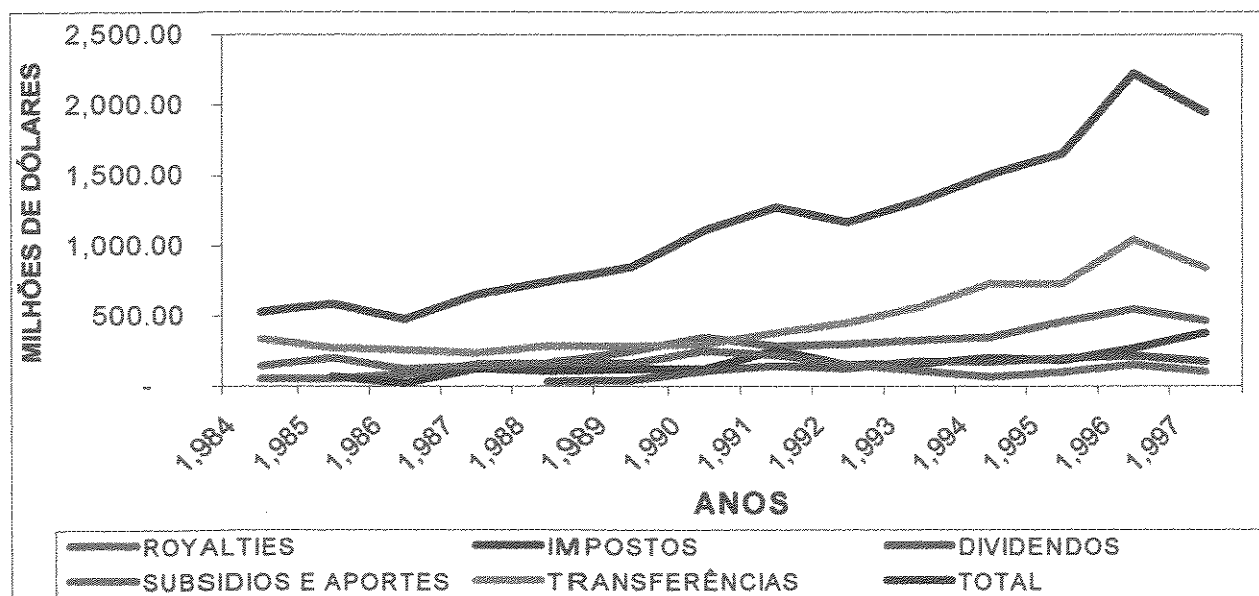


Figura II.7. Royalties e Transferências ao Estado

Fonte: Elaborada pela Autora com base nos dados de Ecopetrol, Petroleum Industry Statistics, 1994 a 1997.

Além dos benefícios econômicos nomeados anteriormente podemos destacar a expansão da infra-estrutura petrolífera através do território nacional gerando pólos de desenvolvimento, levando programas direcionados ao melhoramento das condições de vida aos habitantes dessas regiões. Assim como as entidades territoriais (Departamentos e Municípios) produtores de hidrocarbonetos, as portuárias e aquelas pelas quais cruzam linhas de transporte de cru e gás além de receber os *royalties* e compensações estabelecidas legalmente, têm se beneficiado pela presença de Ecopetrol e companhias associadas, que desenvolvem programas nas áreas de educação, saúde, serviços públicos, recreação e cultura.

PARTE B: BRASIL

III. ASPECTOS GERAIS DA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

III.1. Ambiente Geológico

O Brasil tem, mapeadas, 30 bacias sedimentares, distribuídas tanto em sua área continental como marítima (Figura III.8.). No continente destacam-se as bacias paleozóicas: Amazonas, Parnaíba e Paraná. Na margem continental estão presentes bacias de menor porte, diretamente ligadas à evolução do Oceano Atlântico. Estas bacias podem ser classificadas da seguinte maneira (Tabela III.7.)³⁴.

- **Bacias Paleozóicas:** Apresentam elevada relação área / espessura de sedimentos e são geométrica e estruturalmente simples. Em geral, são pobres em acumulações de óleo, em razão, principalmente, do fraco tectonismo e do baixo gradiente geotérmico, embora algumas trapas estratigráficas sem valor comercial tenham sido mapeadas. Estas bacias constituem cerca de 70% da área sedimentar total do Brasil, estando ligadas ao desenvolvimento do Supercontinente Gondwana durante o Paleozóico. As bacias do Acre, Solimões e Amazonas possuem camadas de rochas geradoras de até 1.000 m de espessura, além de camadas de sal que constituem eficientes selantes e vários níveis de rochas-reservatório. As rochas vulcânicas introduzidas no pacote sedimentar durante o Triássico, com espessura de até 900 m, podem ter provocado a perda de grandes quantidades de petróleo e dificultam sobremaneira a prospecção. A Bacia do Parnaíba, apesar da extensão de 600 km², tem espessura máxima de sedimentos de apenas 300 m, razão das potenciais rochas geradoras apresentarem-se imaturas, ou seja, não tiveram condições térmicas para gerar hidrocarbonetos, nem tampouco a necessária abundância de matéria orgânica, o que não lhes confere potencial em termos de petróleo. A Bacia do Paraná apresenta um pacote sedimentar bastante arenoso, com ausência de camadas de sal e com rochas com potencial

³⁴ Antonio Manuel Ferreira de Figueiredo. *Geologia das Bacias Brasileiras*. p. 1-1.

gerador, os folhelhos betuminosos da Formação Irati. Embora pouco espessos e geralmente imaturos, características que não traduzem um bom potencial para petróleo, constituem a segunda maior ocorrência de folhelhos betuminosos conhecida no mundo³⁵.



Figura II.8. BACIAS SEDIMENTARES DO BRASIL

FONTE: PETROBRAS HIGHLIGHTS. Petrobras Magazine. Vol6 No 23. OC/Nov/Dec 1998. rio de Janeiro

³⁵ Givaldo Girão Nery. *Geologia para Engenharia de Petróleo*, p.295-297.

- **Aulacógenos:** São sistemas de fraturas da crosta terrestre, em diversos estágios evolutivos correspondentes à ruptura do Gondwana e à abertura do Oceano Atlântico, preenchidos com sedimentos. Estão presentes ao longo da margem continental, representados pelas bacias de Tacutu, Marajó, Recôncavo, Tucano e Jatobá³⁶.

Tabela III.7. Bacias Sedimentares do Brasil

Bacias Terrestres	Área	Bacias Marítimas	Área
	km²		km²
• Bacias Paleozóicas		• Bacias Marginais	
São Francisco	350.000	Bahia	300.000
Amazonas	600.000	Barreirinhas	50.000
Parnaíba	500.000	Campos	60.000
Solimões	600.000	Ceará	40.000
Acre	250.000	Espírito Santo	60.000
Pantanal	1.100.000	Paraíba – Pernambuco	20.000
Paraná	1.000.000	Pelotas	30.000
Parecis	250.000	Potiguar	80.000
		Santos	60.000
		Sergipe – Alagoas	100.000
		Cone do Amazonas	250.000
		Cone do Rio Grande	110.000
		Foz do Amazonas	100.000
		Pará – Maranhão	100.000
• Aulacógenos			
Alto do Tapajós	5.000		
Araripe	50.000		
Jatobá	5.000		
Marajó	30.000		
Tacutu	11.000		
Taubaté			
Tucano	12.000		
Recôncavo	3.000		

Fonte: Petrobras. O Petróleo e a Petrobras em Perguntas e Respostas. Rio de Janeiro, 1995, p.p.4.

- **Bacias Marginais:** Estão incluídas neste tipo, todas as bacias que se formaram durante a ruptura dos continentes, evoluindo desde a fase de *rift-valley* lacustre até a fase marinha aberta, com a formação do assoalho do Oceano Atlântico, em consequência da deriva continental. Nas bacias da margem leste, são encontrados

³⁶ Antonio M. F. Figueiredo. *Geologia das Bacias Brasileiras*, p.1.11.

evaporitos desde a bacia de Santos até Sergipe-Alagoas. Fora desta faixa, há uma única ocorrência de evaporitos, na bacia de Ceará. Devido à sua alta plasticidade e à densidade constante com a profundidade, as camadas de sais sofrem movimentação, favorecendo a estruturação das camadas sobrejacentes para a acumulação de óleo.

O conhecimento da prospectividade das bacias brasileiras permite classificá-las em dois grupos: As bacias com produção já estabelecida, alvos dos maiores investimentos da Petrobras ao longo dos últimos quarenta anos, e as bacias ainda não produtoras (Tabela III.8.).

Tabela III.8. Nível de Atividade nas Bacias Produtoras e Não-Produtoras

Bacias Terrestres	Produção de Óleo Jul/95 b/d	Poços Exploratórios	Área km²	km Linhas Sísmicas
Solimões	16.668	108	600.000	44.888
Potiguar	74.792	472	30.000	23.028
Sergipe-Alagoas	36.399	637	10.000	34.511
Recôncavo	62.395	898	11.000	27.771
Espírito Santo	8.051	295	13.000	10.295
Total Produtoras	202.720	2.410	664.000	140.493
Total Não-Produtoras		512	2.940.000	131.370
Total	202.720	2.922	3.600.000	271.863

Bacias Marítimas	Produção de Óleo Jul/95 b/d	Poços Exploratórios	Área km²	km Linhas Sísmicas
Ceará e Potiguar	28.990	249	70.000	141.422
Sergipe-Alagoas	10.145	190	20.000	68.342
Campos	527.278	513	110.000	271.907
Santos	10.500	28	250.000	90.415
Total Produtoras	576.720	980	450.000	572.086
Total Não-Produtoras		236	350.000	336.561
Total	576.720	1.216	800.000	908.647

Fonte: Francisco Nepomuceno Filho. Tomada de Decisão em Projetos de Risco na Exploração de Petróleo. 1997, pp 14 – 15.

III.2. Política e Legislação do Petróleo

Em fins do século XIX, cientistas e sábios europeus e norte-americanos viajavam pelo Brasil, em todas as direções, e difundiam a idéia de um país dotado de riquezas minerais incalculáveis: carvão, ferro e petróleo. Mas, em termos de conhecimento geológico, só se dispunha das obras de Eschwege (1833) e de Hartt (1870)³⁷.

Nos primeiros anos de República, uma corrente de pensamento favorável à industrialização iria produzir reflexos no panorama da mineração brasileira. Proclamava-se que o Brasil precisava completar sua independência política, adquirindo independência econômica, e esta só seria alcançada através da criação de novas indústrias cuja produção substituísse grande número das importações³⁸.

O início da industrialização, que se manifestou nas décadas iniciais do século XX, conviveu com choques na economia originados no Exterior, que consistiam de interrupções nos suprimentos de ultramar, devido a guerras, ou à redução das importações pela falta de divisas. Não obstante, a indústria brasileira, bem como outros setores da economia, tiveram um crescimento considerável. O crescimento industrial e o aumento do consumo de energia colocaram o tema do petróleo na agenda política, de uma forma totalmente nova³⁹.

Nos anos de 1910 e 1920, a direção do Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil – SGMB, com poucos recursos, limitava-se à execução de trabalhos de laboratório, ao mapeamento de afloramentos de carvão na Bacia Amazônica e à verificação de indícios de quaisquer ocorrência minerais que pudessem ter significado econômico. Em 1920, sob o título “Rochas Petrolíferas do Brasil”, foram publicados os estudos relativos ao petróleo realizados até o ano de 1918⁴⁰.

³⁷ Luiz Augusto Milani Martins. *Estado e Exploração Mineral*, p. 31-32.

³⁸ Idem, p. 32

³⁹ George Philip. *Petroleo e Política em America Latina*, p.250

⁴⁰ Luiz Augusto Milani Martins. *Estado e Exploração Mineral*, p.158.

O exame dos relatórios do SGMB, entre 1918 e 1930, mostra a precariedade das tentativas pioneiras de pesquisa de petróleo no Brasil. A exploração petrolífera se via obstruída pelo marco legal da época, que tinha uma forte ênfase nos direitos das províncias e dos latifundiários locais, e pela ausência de interesse de parte das companhias estrangeiras. As iniciativas particulares não tinham condições mínimas, nem financeiras nem empresariais. O próprio SGMB tampouco conseguia levar adiante uma campanha de pesquisa satisfatória, dadas a precariedade de seus equipamentos e a variedade de alternativas que se apresentavam para a locação de sondagens. A impossibilidade de atender aos reclamos e solicitações pessoais e empresariais e, ao mesmo tempo, executar um programa próprio de sondagens geológicas gestaria, ao longo dos anos, conflitos entre técnicos e empresários. Em suma, o ambiente geológico do país dificultava a exploração petrolífera, o Serviço Geológico era ineficiente, ainda que só fosse pela falta de experiência, e o setor privado não tinha nenhuma solução à vista⁴¹.

A primeira iniciativa para definir uma legislação para o petróleo aconteceu na Câmara dos Deputados em 1927, momento em que os indícios de sua existência no país ainda eram vagos. O anteprojeto da lei sobre petróleo, que não chegou a ser apreciado, propunha, em síntese, o seguinte:

- As jazidas de petróleo não podem “pertencer a estrangeiros nem ser explorados por eles” (art.2º).
- O Governo Federal pode expropriar “todo jazimento particular”, quando isto for conveniente aos “interesses nacionais” (art. 5º).
- Ninguém pode “explorar jazidas de petróleo sem autorização expressa do Governo Federal” (art. 14).
- Essa autorização prevê um prazo improrrogável “de seis meses para a primeira sondagem e de cinco anos para a conclusão de todas as pesquisas” (art.8º).
- O desrespeito a esses prazos habilita o governo a “fazer uso das terras para a pesquisa”⁴².

⁴¹ idem, p.p. 162.

⁴² L. A. M. Martins. *Estado e Exploração Mineral*, p. 127

O ambiente político-institucional nacional se transforma na década de 30, devido em parte ao impulso dado à industrialização brasileira pela Depressão Mundial e à centralização crescente da política sob a presidência de Getúlio Vargas (1930-1945). No início dos anos 30, houve certo avanço em direção a uma política petrolífera ativa, sobretudo mediante uma série de reorganizações do aparelho estatal. Em meados dos anos 30, já era considerável a influência militar sobre a política econômica, reforçada com o estabelecimento do Estado Novo e o fechamento do Congresso Nacional, realizados por Vargas, em 1937, com o apoio do Exército⁴³.

Após a criação do Estado Novo, Vargas forma uma comissão secreta para elaborar a política petrolífera, que propôs que o governo criasse um novo organismo, o Conselho Nacional do Petróleo - CNP, com amplas faculdades sobre todos os setores da indústria do petróleo, embora isso não incluísse o monopólio da exploração, nem a expropriação das explorações existentes. Em 1938, Vargas cria o CNP, cuja direção é entregue ao General Horta Barbosa⁴⁴.

Na opinião de Horta Barbosa, o melhor meio para desenvolver a indústria petrolífera era a empresa estatal. Tal empresa poderia construir as refinarias necessárias para a provisão de produtos petrolíferos ao mercado nacional e poderia usar os benefícios advindos em uma extensa campanha de exploração dentro do Brasil⁴⁵.

Horta Barbosa priorizou a industrialização, deixando ao Departamento Nacional da Produção Mineral – DNPM, criado em 1934, a tarefa de gerenciar a exploração e administrar as autorizações e concessões. Pouco tempo depois, em 21 de janeiro de 1939, o DNPM perfurava o poço 163, em Lobato, Bahia, do qual jorrou petróleo pela primeira vez no Brasil. A descoberta de Lobato fez com que o CNP reservasse para si as atribuições de prospecção no Recôncavo e nas demais áreas petrolíferas do país, o

⁴³ George Philip. *Petroleo e Política em América Latina*, p. 250

⁴⁴ *idem*, p. 253

⁴⁵ *Idem*, p. 257

que foi conseguido por decreto de junho de 1939. Uma área circunscrita por um raio de 50 km com centro no poço 163 foi declarada reserva nacional pelo Governo Federal⁴⁶.

Depois do descobrimento do petróleo, o CNP alijou seus concorrentes, em vez de desenvolver com eles a própria indústria. Todavia, devido em parte à dificuldade de obtenção de abastecimentos durante a guerra, mas também aos erros cometidos pelo próprio CNP, o Brasil se encontrava, em 1945, sem nenhuma refinaria e sua produção seguia modesta. Esses fatos, somados à aliança do Brasil com os Estados Unidos durante a guerra, fizeram com que Vargas se opusesse a uma política nacionalista e restrita. Desde meados de 1941, o próprio Horta Barbosa se encontrava na defensiva, obstruindo as iniciativas da empresa Jersey Standard que estava muito interessada na construção de uma refinaria no Brasil. Quando sua posição se tornou insustentável, demitiu-se, em 1943. Depois desse fato, iniciou-se uma política petrolífera com orientação mais liberal⁴⁷.

A aliança em tempos de guerra com os EUA, que dera apoio para a construção do complexo siderúrgico de Volta Redonda, trouxe esperanças a Vargas de obter também a cooperação norte-americana para o desenvolvimento da indústria petrolífera. Em fins de 1945, quando o governo se preparava para abrir a indústria do refino ao capital internacional, Vargas foi deposto por um golpe militar.

Durante o período de 15 anos em que esteve no poder, Vargas editou vários decretos e decretos-lei regulando as atividades da indústria de petróleo. Decreto 20.799, de 16 de dezembro de 1931, fixava normas para a autorização, pelo Governo Federal, de pesquisa e lavra de jazidas minerais, inclusive petróleo, em todo o território da República.

A Constituição Federal de 1934, imediatamente seguida pelo primeiro Código de Minas, promulgados no curto período de normalidade democrática da era Vargas,

⁴⁶ L. A. M. Martins. *Estado e Exploração Mineral*, p. 202.

⁴⁷ George Philip. *Petroleo e Política em América Latina*, p.p. 254-255.

transformaram completamente a política da exploração e produção mineral, ao estabelecer que as autorizações para a pesquisa mineral em todo o país passassem para a esfera de competência do Departamento Nacional da Produção Mineral - DNPM, autarquia também criada em 1934 para executar a política mineral⁴⁸.

Já no período ditatorial, o Decreto-Lei 366, de 11 de abril de 1938, incorporou ao Código de Minas novo título, instituindo o regime legal das jazidas de petróleo e gases naturais, rochas betuminosas e pirobetuminosas. Este decreto previa também a constituição das reservas de zonas e áreas petrolíferas e anulava qualquer questão ou ato ou concessão existente sobre jazidas de petróleo e gases naturais.

Em seguida, o Decreto-Lei 395, de 29 de abril de 1938, “declara de utilidade pública e regula a importação, exportação, transporte e comércio de petróleo bruto e seus derivados no território nacional e bem assim a indústria de refinação de petróleo importado ou produzido no país e dá outras providências.” O Artigo 4º criava o Conselho Nacional do Petróleo - CNP, como órgão autônomo, subordinado diretamente ao Presidente da República.

Decreto-Lei 538, de 7 de Julho de 1938, estabeleceu a organização e a definição das atribuições do CNP, além de prever a criação de novos órgãos. As atribuições referentes à pesquisa e lavra de jazidas petrolíferas e materiais e equipamentos correspondentes, foram transferidos do DNPM para o CNP. A missão do CNP alcançava todos os aspectos da pesquisa, lavra, refino, comércio, importação, exportação, taxaço, fiscalização, administração, controle e estatística.

Em 21 de janeiro de 1939, foi descoberto o primeiro campo de petróleo no Brasil, em Lobato, Estado da Bahia. Este fato auspicioso, em pleno limiar da II Grande Guerra, levou ao Decreto-Lei 1.985, de 29 de janeiro de 1940, que promulgou um novo Código de Minas, onde se reforçavam as bases nacionalistas da política de petróleo. Mais

⁴⁸ L. A. M. Martins. *Política e Administração da Exploração e Produção de Petróleo*. p. 82

adiante, o Decreto-Lei 3.236, de 7 de maio de 1941, atribuía à União o domínio privativo sobre as jazidas de petróleo.

Com a eleição do presidente Dutra (1946-1950) e o início de uma campanha petrolífera nacionalista de grande escala, em julho de 1947, também foram feitos esforços para se encontrar uma fórmula que permitisse o investimento externo a um menor custo político. Mas as grandes companhias não estavam interessadas na exploração do território brasileiro, a não ser sob condições que lhes dessem todo o controle efetivo da operação, o que não seria aceito pelos nacionalistas brasileiros.

O auge da supremacia da corrente nacionalista em questões de petróleo se traduziu na Lei 2.004, de outubro 3 de 1953, que dispôs sobre a política nacional do petróleo, estabeleceu o monopólio da União sobre: a pesquisa e lavra de jazidas de petróleo; o refino do petróleo nacional ou estrangeiro; o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou estrangeiro ou de derivados de petróleo produzidos no país; e o transporte, por meio de dutos, de petróleo bruto e seus derivados, assim como de gases raros de qualquer origem. Esta mesma lei autorizava a União a constituir a sociedade por ações Petróleo Brasileiro Sociedade Anônima - Petrobras, como empresa estatal para execução de quaisquer atividades correlatas ou afins àquelas monopolizadas. Assim, a Petrobras foi constituída em 12 de março de 1954, durante a 82ª sessão extraordinária do CNP, decisão aprovada através do Decreto 35.308 de 2 de abril de 1954.

Quase 15 anos depois, o monopólio torna-se matéria constitucional. O artigo 169 da Constituição de 1967, emendada em 1969, dispôs que a pesquisa e a lavra de petróleo em território nacional constituem monopólio da União, nos termos da lei.

Em 1975, no governo de Ernesto Geisel, o monopólio é abalado com as assinaturas dos “contratos de risco”. Isso permitia o investimento estrangeiro direto na exploração petrolífera, sob alegação de desequilíbrio da balança comercial após o choque do petróleo e elevação dos preços provocada pela OPEP, e da insuficiência da produção e

reservas brasileiras de petróleo. A esse respeito, deve-se destacar que a estratégia empresarial da Petrobras, no período autoritário, havia priorizado o refino, colocando a pesquisa em segundo plano, em função da baixa cotação que o petróleo alcançava no mercado internacional. A CPI dos Minérios, realizada em 1978, debateu o assunto rigorosamente e foi conclusiva na demonstração da inconstitucionalidade dos contratos de risco. Não obstante, o pragmatismo e os argumentos econômicos prevaleceram⁴⁹.

A Constituição Federal de 1988, no Artigo 177, reitera o monopólio da União sobre a pesquisa e lavra das jazidas de hidrocarbonetos fluidos, o refino de petróleo nacional ou estrangeiro, a importação e exportação de petróleo e seus derivados básicos e o transporte marítimo e por dutos de petróleo e seus derivados. A Lei 2.004, de 1953, permanecia como instrumento de regulação do setor.

Em 9 de novembro de 1995, o Congresso Nacional aprova a Emenda Constitucional 9, que confirmou a União como detentora do monopólio dos hidrocarbonetos líquidos tal como definido no Art. 117 da Constituição Federal, permitindo porém que empresas públicas ou privadas participem da execução do monopólio. A regulamentação dessas mudanças está na Lei 9.478, de 1997. A partir da nova regulamentação, a Petrobras deixa de ser a única executora do monopólio estatal do petróleo.

A Lei 9.478, de 6 agosto de 1997, dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo⁵⁰.

Inicialmente, a Lei 9.478 fixa os princípios e objetivos da Política Energética Nacional, que são:

- Preservar o interesse nacional.

⁴⁹ L. A. M. Martins. *Estado e Exploração Mineral no Brasil*, p. 136.

⁵⁰ República Federativa do Brasil, *Diário Oficial*, 7 de agosto de 1997. nº 150.

- Promover o desenvolvimento, ampliar o mercado de trabalho e valorar os recursos energéticos.
- Proteger os interesses do consumidor, quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos.
- Proteger o meio ambiente e promover a conservação de energia.
- Garantir o fornecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional, nos termos do §2º do art. 177 da Constituição Federal.
- Incrementar, em base econômica a utilização de gás natural.
- Identificar as soluções mais adequadas para o suprimento de energia elétrica nas diversas regiões do país.
- Utilizar fontes alternativas de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis.
- Promover a livre concorrência.
- Atrair investimentos na produção de energia.
- Ampliar a competitividade do país no mercado internacional.

O Conselho Nacional de Política Energética - CNPE é o órgão criado para garantir o cumprimento dos objetivos e propósitos dispostos em lei e com faculdades de propor ao Presidente da República políticas destinadas ao aproveitamento racional dos recursos energéticos e recursos alternativos.

A Agência Nacional do Petróleo - ANP é a entidade integrante da Administração Federal Indireta, submetida ao regime autárquico especial, criada para ser o órgão regulador da indústria petrolífera, vinculado ao Ministério de Minas e Energia.

A ANP tem como finalidade promover a regulação, contratação e a fiscalização de todas as atividades econômicas e não econômicas integrantes da indústria petrolífera do Brasil, entre as quais, pesquisa, exploração, desenvolvimento, produção, transporte, comercialização, importação e exportação de óleos crus e derivados.

III.3. Evolução da Exploração e Produção de Petróleo

A produção de petróleo no Brasil começou na década de 40, logo após a descoberta do campo de Lobato, na Bahia, em 1939. Quando da criação da Petrobras, no ano de 1953, a produção era de 2.700 b/d.

A atividade exploratória da Petrobras teve início em 1954, nas bacias do Recôncavo e de Sergipe-Alagoas. A partir dos anos 70, começou a exploração na bacia do Espírito Santo e, na década de 80, nas bacias Potiguar e do Solimões. Nas bacias marítimas, a primeira descoberta foi a do campo de Guaricema, em Sergipe, em 1968. Sucederam-se descobertas nas bacias Potiguar, Campos, Foz do Amazonas, Ceará, Santos e Costa da Bahia. Na bacia de Campos, merecem destaque as descobertas dos campos gigantes de Albacora (1984), Marlim (1985) e Barracuda (1991), em águas profundas⁵¹.

Até o ano de 1973, a Petrobras adotava a estratégia de assegurar o abastecimento nacional de derivados, com a implantação do parque de refino, investindo modestamente na exploração e produção, tendo em vista o baixo preço do petróleo no mercado internacional. Em consequência, a produção interna correspondia, até então, a cerca do 30% do consumo nacional e a ampliação das reservas era lenta.

A partir do choque de preços do petróleo verificado em 1973, a Petrobras aumentou a produção interna de petróleo e gás, priorizando os investimentos em exploração e produção, com o objetivo de reduzir a dependência e o impacto da importação de petróleo na balança comercial. Então, deu-se prioridade à atividade exploratória na plataforma continental e, no ano de 1974, foi descoberto petróleo na bacia de Campos, litoral do Estado do Rio de Janeiro, catalogada como a maior província petrolífera do Brasil, responsável pelos crescentes aumentos das reservas. Esta política da Petrobras se manteve até o ano de 1983, com vistas a viabilizar a meta de produção de 500.000 b/d, prevista para o ano de 1985 e atingida no ano 1984⁵².

⁵¹ Petrobras. *Sistema Petrobras: Diagnóstico e Perspectivas*, p. 36

⁵² idem, pp. 35-36

No ano de 1988, a produção decresceu em virtude de um acidente no campo de Enchova e de uma greve ocorrida em novembro. Não obstante a tendência natural de declínio da produção de cada campo, a produção nacional, no período 1989-1990, apresentou crescimento, graças à descoberta e ao desenvolvimento de novos campos, no pólo nordeste da bacia de Campos e na bacia Potiguar, que contribuíram significativamente para que a produção nacional atingisse, no ano 1992, o nível de 734.000 boe/d. Depois deste ano, a produção se manteve estabilizada, com a freada dos investimentos iniciada no ano de 1988.

No ano de 1992, a Petrobras foi distinguida pela *Offshore Technology Conference* - (OTC) como a empresa que mais contribuiu, em nível mundial, para o desenvolvimento da indústria do petróleo no mar. A Petrobras iniciou o Procap 2000, programa que visa à capacitação tecnológica para a exploração e desenvolvimento de reservas de petróleo situadas entre 1.000 m e 2.000 m de lâmina de água.

Até o final do ano de 1993, a Petrobras investiu aproximadamente US\$ 13 bilhões (valores correntes) em exploração e descobriu cerca de 282 acumulações de óleo e gás natural nas bacias terrestres e cerca de 113 nas bacias marítimas, que resultaram na implantação de projetos de desenvolvimento da produção de campos em terra e no mar que são responsáveis, respectivamente, por 30% e 70% da produção nacional. Neste mesmo ano, se verificou um aumento nos volumes de reservas recuperáveis, de 408 milhões barris de óleo e 6,6 bilhões m³ de gás natural. Com isto, as reservas totais atingiram 8,8 bilhões boe⁵³, dos quais, 4,7 bilhões boe são reservas provadas. Há uma concentração de 64% das reservas totais e de 52% das reservas provadas na plataforma continental, sob lâmina de água superior a 400 m, englobadas nos campos gigantes de Marlin, Albacora, Barracuda e Marlin Sul, localizados no litoral do Estado de Rio de Janeiro⁵⁴.

⁵³ barris de óleo equivalente (óleo e gás natural).

⁵⁴ Petrobras. *Sistema Petrobras: Diagnóstico e Perspectivas*, p.39

No ano de 1996, segundo ano de funcionamento da nova estrutura organizacional de E&P da Petrobras, várias inovações tecnológicas permitiram a melhoria de processos, com resultados favoráveis. Foram concluídos 35 poços exploratórios terrestres nas bacias do Solimões, Potiguar, Sergipe-Alagoas, Recôncavo, Tucano Sul, Espírito Santo, Acre e Paraná. E, no mar, 41 poços exploratórios nas bacias de Campos, Espírito Santo, Ceará, Potiguar, Sergipe-Alagoas, Pelotas, Santos, Mucuri e Almada-Camamu. Oito poços pioneiros foram localizados no mar com cota batimétrica superior a 1.000 m. Esse esforço deu como resultado 6 campos de petróleo descobertos em terra e 13 no mar, que totalizaram um volume recuperável estimado em cerca de 1,95 bilhão boe⁵⁵.

As reservas totais de petróleo em 31 de dezembro 1996, atingiram 14,1 bilhões boe, representando um aumento de 28% em relação às de 31 de dezembro de 1995. Deste total, 11,6 bilhões boe corresponderam a óleo e condensado e 2,5 bilhões boe às reservas de gás natural. A produção de óleo e líquidos de gás natural (LGN) atingiu a média de 809.052 boe/d, superior em 13,0% à produção média do ano de 1995. Do total, 74% foram produzidos no mar, através de 78 plataformas fixas e 15 flutuantes. Em 13 de novembro de 1996, a produção alcançou 909.549 b/d.

Em 1997, foram concluídos 47 poços exploratórios terrestres nas bacias do Solimões, Potiguar, Sergipe-Alagoas, Recôncavo, São Francisco, Espírito Santo e Paraná. No mar, foram perfurados 23 poços exploratórios nas bacias de Campos, Espírito Santo, Potiguar, Sergipe-Alagoas e Mucuri. O resultado dos trabalhos exploratórios foi a descoberta de 12 campos de petróleo em terra e 3 no mar, além de 9 acumulações em campos anteriormente descobertos. As reservas do campo Roncador foram ampliadas para 2,94 bilhões boe após reinterpretação da área⁵⁶.

Ao final de 1997, as reservas explotáveis provadas de óleo e condensado passaram a 7,1 bilhões barris e as reservas totais, a 14,2 bilhões barris representando um crescimento de 6% e 23%, respectivamente. As reservas totais de óleo e gás da

⁵⁵ Petrobras. *Exploração e Produção. Relatório Anual 96*, p.p.18-23

⁵⁶ Petrobras. *Exploração e Produção. Relatório Anual 97*, p.p.17-20.

Petrobras atingiram cerca de 17 bilhões boe, com a seguinte distribuição: 13% em terra, 14% em águas rasas (abaixo de 400 m), 28% em águas profundas (entre 400 m e 1000 m) e 45% em águas ultra-profundas (mais de 1000 m).

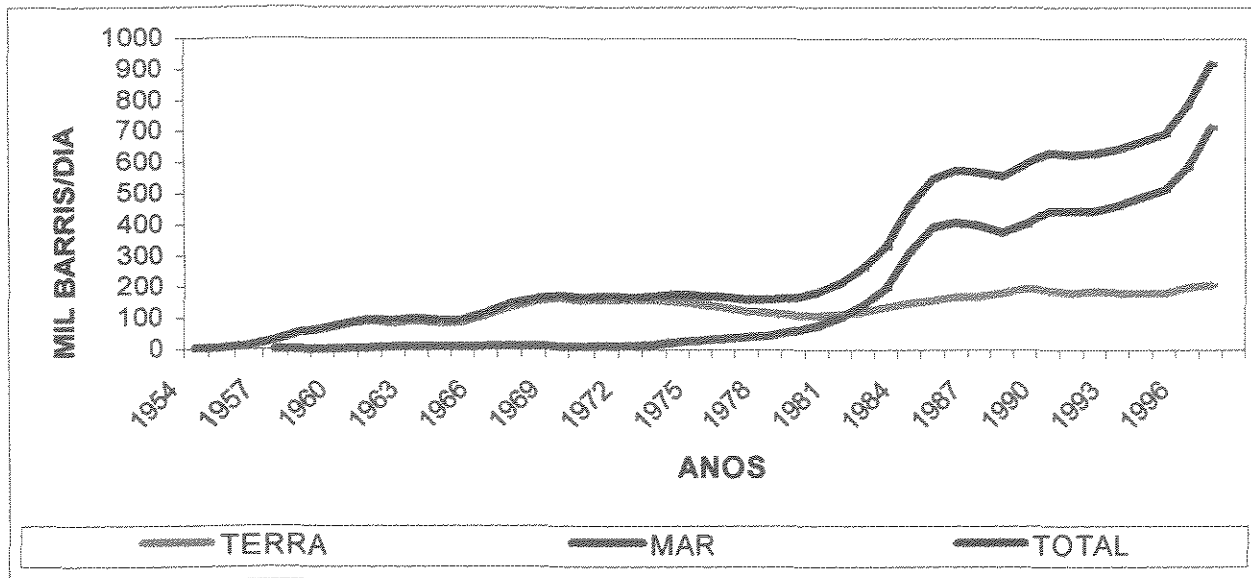


Figura III.9. Produção de Petróleo e Condensado no Brasil

Fonte: Sistema Petrobras 96.

A produção média, no ano de 1997, foi 869.000 b/d. A produção correspondente ao mar constituiu 76% do total, sendo proveniente de 75 plataformas de produção fixas e 18 flutuantes. Em dezembro, foi estabelecido um novo recorde de produção, superando a marca de 1.000 mil b/d com a seguinte distribuição: 25% em terra, 34% em águas rasas e 41% em águas profundas e ultra-profundas (Figura III.9.).

Esse resultado deveu-se ao crescimento da produção da bacia de Campos, com a entrada em operação de três novas plataformas nos campos Marlin, Barracuda e Marlin Sul, mais o aumento da produção dos campos localizados nos estados do Amazonas, Rio Grande do Norte e Sergipe. Ao final do ano de 1997, havia 7.217 poços produtores no país (774 no mar e 6.443 em terra).

No ano de 1998, as atividades de exploração e produção de petróleo e gás da Petrobras se desenvolveram em função da promulgação da Lei 9.478 de 1997, que regulamenta as atividades da indústria de petróleo no Brasil. A Petrobras apresentou ao Ministro de Minas e Energia, em outubro de 1997, a relação das 206 áreas contendo 240 campos em efetiva produção e solicitou autorização para prosseguimento dos trabalhos em 133 áreas de exploração e 52 áreas englobando 60 campos com atividades de desenvolvimento e produção⁵⁷.

Foram concluídos 35 poços exploratórios terrestres nas bacias do Solimões, Potiguar, Sergipe-Alagoas, Recôncavo, Espírito Santo e Paraná. No mar, 30 poços exploratórios foram perfurados nas bacias Potiguar, Sergipe-Alagoas, Jequitinhonha, Curumuxatiba, Espírito Santo e Campos.

Como resultado dos trabalhos exploratórios, foram descobertas nove acumulações de petróleo em terra e seis no mar, que deverão totalizar um volume de hidrocarbonetos recuperável estimado em cerca de 600 milhões boe. Em terra, são destaques as descobertas de gás de Taquaré e Jatobá, na bacia do Solimões, a confirmação do campo de Barra Bonita, na Bacia do Paraná, e as novas indicações de gás na área de Mato Rico, na mesma bacia. No mar, destacam-se as descobertas de óleo e gás nos poços pioneiros CES-141 e 142 na bacia Potiguar, e SES 121, em Sergipe-Alagoas. Os índices de sucesso exploratório para poços pioneiros alcançaram 31% em terra e 25% no mar.

As reservas provadas de óleo, condensado e gás natural no país passaram a 8,8 bilhões boe e as reservas totais, a 17,0 bilhões boe, representando crescimentos de 3,5% e 0,6% respectivamente. Dos 8,8 bilhões boe de reservas provadas, 7,4 bilhões boe correspondem a óleo e condensado e 1,4 bilhões boe (225,9 bilhões m³) ao gás natural. No que se refere às reservas totais, 14,4 bilhões barris correspondem ao óleo e condensado, e 2,6 bilhões barris (409,8 bilhões m³) ao gás natural. As estimativas

⁵⁷ Petrobras. *Relatório Anual 98*, pp.15-21.

destas reservas seguem procedimentos derivados dos critérios da *Society of Petroleum Engineers (SPE)* e *World Petroleum Congress (WPC)*.

Os projetos em operação em 1998 possibilitaram que a produção doméstica de petróleo (incluído o óleo de xisto) e de líquidos de gás natural (LGN) atingisse a média de 1.004.281 b/d, superior em 15,5% à obtida em 1997. Esse crescimento deve-se à entrada em produção das plataformas Petrobras 26, 27 e 31 nos campos de Marlim, Voador e Albacora, respectivamente, bem como à melhora do desempenho operacional da Petrobras. A produção no mar correspondeu a 77% do total, proveniente de 72 plataformas de produção fixas e 20 flutuantes. No final do ano, cerca de 50% da produção total originavam-se de sistemas situados em lâmina de água superior a 400m. Em 31 de dezembro de 1998, foi estabelecido um novo recorde na produção doméstica de petróleo, quando foi atingida a marca de 1.222.228 b/d. Esse resultado decorreu, principalmente, da entrada em operação da plataforma Petrobras 33 no campo de Marlim.

No final de 1998, a Petrobras possuía, no Brasil, 7.231 poços produtores, sendo 658 no mar e 6.571 em terra. Todavia, as avaliações prospectivas indicam que mais de 60% das futuras descobertas em território nacional serão localizadas em águas profundas e ultra-profundas. Isto significa que a produção futura de óleo e gás no Brasil, estará ainda mais fortemente vinculada a campos *offshore* localizados em profundidades superiores a 400 m.

Ao final de 1999, a produção doméstica de petróleo e gás natural atendia a cerca de 70% do consumo nacional, permitindo antever que o Brasil pode alcançar a auto-suficiência no abastecimento interno de hidrocarbonetos no ano de 2005.

IV. MODALIDADES DE CONTRATOS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

IV.1. Contrato de Risco

O contrato de risco, modernamente, vem sendo utilizado nas operações petrolíferas, visando a exploração e produção de petróleo, pelo qual se adjudicará uma área a ser pesquisada a uma empresa que, para isso, empregará seu capital, *know-how* e recursos humanos. Se a empreitada for bem sucedida, com a descoberta de uma jazida que permita uma produção comercial, a contratada faz jus a uma remuneração pelos serviços prestados, em dinheiro ou em participação na futura produção e, se não obtiver sucesso na tarefa, a contratada arcará com todos os prejuízos.

A autorização federal para a formação de contratos de risco foi concedida à Petrobras em 9 de outubro de 1975. Através desses acordos, a empresa (ou consórcio de empresas) contratada poderia executar, durante três a cinco anos, na área de serviço delimitada, todas as operações de exploração e desenvolvimento da produção de petróleo, por sua própria conta e risco⁵⁸.

- **Natureza jurídica.** O contrato de risco não é propriamente aleatório, mas comutativo, já que o risco não é o elemento constitutivo da causa do contrato. Trata-se de contrato comutativo em que há um elemento aleatório, pois a comutatividade prevalece sobre a aleatoriedade. É, o contrato de risco, um contrato comutativo de álea normal. O contrato de risco pertence ao campo do Direito Público, devido a seu caracter especial, à qualidade de órgão executor do monopólio estatal, ao objeto do contrato e a uma situação privilegiada da Petrobras sobre a contratada, atendendo-se ao princípio da supremacia do interesse público sobre o particular.

- **Requisitos.** Só poderiam ser contratantes, de um lado a União Federal, representada pela Petrobras como executora do monopólio estatal do petróleo e, de

⁵⁸ Esta seção é baseada em Maria Helena Diniz, *Tratado Teórico e Prático dos Contratos*, v 5, p. 357

outro, pessoas jurídicas, habilitadas na licitação, desde que preenchessem todas as condições exigidas pela Petrobras, tais como: comprovação de idoneidade; capacidade técnica e financeira; experiência em pesquisa e produção de petróleo. A Petrobras, ao efetivar tal contrato, tinha por finalidade a obtenção de recursos financeiros, materiais ou tecnológicos para a localização e avaliação de jazidas de petróleo. O objeto do contrato consistia na prestação da contratada à Petrobras de serviços técnicos, que envolvem as operações imprescindíveis para a exploração, avaliação e desenvolvimento de jazidas petrolíferas descobertas na área de serviço, e de serviços financeiros, que se referem à obrigação de fornecer fundos necessários para executar as operações de exploração e avaliação e para cobrir despesas decorrentes da descoberta de uma jazida comercialmente aproveitável e as oriundas da execução do contrato.

- ***Direitos e obrigações da Petrobras***

- a) Fiscalizar o andamento dos trabalhos efetuados pela contratada.
- b) Conduzir as operações de produção, supervisionando todas as operações contratuais de modo permanente.
- c) Ter propriedade plena e exclusiva não só dos hidrocarbonetos descobertos e produzidos e recuperados pela contratada, mas também dos imóveis adquiridos durante a vigência contratual.
- d) Pagar uma remuneração ou prêmio pela descoberta de jazida comerciável.

- ***Direitos e obrigações da empresa contratada***

- a) Ser remunerada assim que houver descoberto uma jazida, mas sem direito a nenhuma remuneração ou reembolso em se tratando de descoberta de gás natural.
- b) Comprar, a preços de mercado, uma certa quantidade de óleo cru produzido no campo por ela descoberto, se o suprimento nacional de petróleo estiver normal.

- c) Contratar, por conta e risco, sem diminuir suas obrigações, serviços selecionados por meio de concorrência, dando preferência a firma e a pessoa brasileira, qualificados pela Petrobras.
- d) Operar por meio de uma filial ou subsidiária devidamente registrada na junta Comercial do Rio de Janeiro, devendo para tanto obter autorização do Governo Federal.
- e) Utilizar principalmente mão-de-obra brasileira, de modo que o número e as atividades e remuneração do pessoal estrangeiro deverão ficar sob controle.
- f) Submeter à aprovação da Petrobras seu organograma e lista de pessoal, com indicação de salários a serem pagos no ano financeiro seguinte.
- g) Executar o serviço dentro das normas técnicas, sem causar dano ecológico e sem lesar propriedades particulares.
- h) Iniciar as perfurações dentro do prazo marcado.
- i) Realizar as operações de forma contínua. A paralisação dos serviços será admitida apenas com permissão da Petrobras. Interrupção das operações de exploração, sem a devida autorização, por mais de sessenta dias, encerrará o contrato.
- j) Manter a Petrobras informada sobre o andamento das atividades executadas, mediante a apresentação de relatórios mensais atinentes aos trabalhos de exploração e de relatório final após o termino de cada operação específica.
- k) Conservar sempre em dia o relatório contábil para demonstrar o real custo da operação e os pagamentos realizados, pois a Petrobras terá pleno acesso aos livros, documentos e registros, contábeis ou técnicos.
- l) Conceder, sempre que for solicitada, informações, dados e interpretações relativos às operações, inclusive relatórios elétricos, sônicos, radioativos, sísmicos, amostras de poços, testes de perfuração, mapas, dados topográficos, geológicos, geoquímicos, geofísicos, etc.
- m) Informar imediatamente a Petrobras qualquer descoberta de petróleo, indicando as atividades de avaliação da área, para determinar a existência de um campo comercial, apresentando, então, um circunstanciado relatório, contendo dados técnicos e econômicos alusivos à descoberta.
- n) Aplicar recursos financeiros de acordo com um programa mínimo de exploração.

- o) Pagar à Petrobras um bônus fixado em dólar, que não será restituído nem mesmo a título de remuneração.
- p) Pagar à Petrobras as despesas necessárias para obter expropriação de áreas requeridas para execução dos serviços de exploração e desenvolvimento.
- q) Entregar à Petrobras uma carta fiança cobrindo a quantia mínima fixada que deverá despende no período de exploração.
- r) Prestar assistência técnica nos seis meses subsequentes ao término do contrato, para assegurar a eficiência das operações durante o período de transição.

- ***Arbitragem como solução de litígio***

As controvérsias sobre a execução do contrato que não pudessem ser solucionadas por mútuo acordo deveriam ser submetidas a uma Conselho de Arbitragem, composto de três árbitros, de elevada reputação e capacidade técnica, pouco importando sua nacionalidade. A arbitragem é prevista contratualmente para solucionar problemas técnicos, contábeis e jurídicos e permite a constituição de um tribunal "ad hoc", mais consentâneo com a manutenção da dignidade estatal. Desse modo, qualquer problema referente à execução ou à interpretação do contrato de risco deveria ser resolvido pelo Conselho de Arbitragem, e não poderia ser solucionado, portanto, por mútuo acordo entre os contratantes.

Os procedimentos de arbitragem não poderiam interromper as operações da empreiteira. Se, no curso da arbitragem, um dos árbitros se demitir ou não puder mais contribuir no Conselho, a parte que o nomeou terá direito de indicar seu sucessor. Os árbitros deverão ater-se às disposições contratuais, aos documentos relativos ao contrato e à leis brasileiras.

- ***Rescisão de contrato***

O contrato de risco firmado entre a Petrobras e empresa contratada rescindir-se-ia se a empresa contratada:

- a) Não desse início imediato aos serviços de exploração.

- b) Deixasse de pagar o bônus em dólares à Petrobras dentro do prazo fixado.
- c) Interrompesse as operações, sem prévia autorização da contratante.
- d) Não iniciasse a perfuração do primeiro poço no prazo estipulado.
- e) Não cumprisse os programas e orçamentos aprovados para cada ano financeiro.
- f) Não obedecesse às cláusulas contratuais.
- g) Incorresse em mora.

IV.2. Contrato de Concessão

O contrato de concessão é uma das mais antigas formas de outorga de áreas e direitos para a exploração e produção de petróleo, sendo empregado desde o final do século XIX, acompanhando o advento e o desenvolvimento da indústria petrolífera. Sob esta forma de contratação, têm sido desenvolvidos os gigantescos campos petrolíferos do Oriente Médio, México e Venezuela.

As concessões precursoras entregavam a companhias estrangeiras a propriedade e o desenvolvimento dos possíveis recursos petrolíferos de um país, em troca de uma contraprestação pelo uso dos recursos (*royalties*) e um imposto sobre a produção, e o governo não tinha participação na administração das operações nem aportava capital de risco.

Através dos tempos, as concessões evoluíram de tal maneira que, na atualidade, a maioria dos países a utilizam com termos muito mais favoráveis para os governos, que aqueles estabelecidos nos contratos passados. Esta nova etapa dos contratos de concessão tem como principais características o reconhecimento da propriedade do Estado sobre os recursos, prazos limitados e programas de trabalhos obrigatórios, cabendo ao Estado um papel significativo, tanto na seleção da tecnologia para o desenvolvimento do campo, como no controle da produção dos recursos petrolíferos. Em alguns casos, os *royalties* são variáveis e o risco exploratório é assumido totalmente pela companhia.

No Brasil, todos os direitos de exploração e produção de hidrocarbonetos líquidos ou gasosos encontrados em território nacional, tanto na parte terrestre como no mar territorial ou em sua área de plataforma continental e zona econômica exclusiva, pertencem à União, e a administração desses recursos é competência da Agência Nacional do Petróleo - ANP.

As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural serão feitas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação como dispõe a lei. A ANP disporá sobre os requisitos técnicos, econômicos e jurídicos para a aquisição de um bloco em concessão por alguma empresa privada.

A concessão implica, para a concessionária, a obrigação de explorar por sua conta e risco e, em caso de êxito, produzir petróleo ou gás natural em determinado bloco. A lei confere à concessionária a propriedade dos hidrocarbonetos, após serem extraídos, e as concessionárias devem fazer o pagamento dos encargos, dos tributos incidentes e das participações legais ou contratuais correspondentes.

A licitação para a outorga de contratos de concessão nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção, será feita segundo regulamentação a ser expedida pela ANP e irá acompanhada de uma minuta de contrato na qual a ANP indica a obrigatoriedade de trabalhos, o bloco objeto, prazo estimado para a duração da fase de exploração e os investimentos e programas exploratórios. Os requisitos requeridos para os concorrentes são técnicos, financeiros e jurídicos⁵⁹.

No Brasil, portanto, o contrato de concessão tem como objeto a execução, pela concessionária, das operações especificadas no Programa de Trabalho e Investimento, visando a permitir que o petróleo e o gás natural sejam produzidos em condições econômicas na área da concessão, nos termos ali contidos, sintetizados a seguir:

⁵⁹ ANP, Contrato de Concessão para a Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural, Minuta Brasil.

1. Disposições básicas

- As definições técnicas que estão contidas na Lei do Petróleo e no Decreto das Participações Governamentais ficam incorporadas ao contrato e, em consequência, valerão para todos os fins e efeitos do mesmo.
- Objeto do contrato são as obrigações que tem o concessionário, tanto em suas operações específicas (programa de trabalho e de investimentos), como procurando que o petróleo e o gás natural sejam produzidos em condições econômicas favoráveis.
- O concessionário assumirá sempre o risco de suas operações, e também arcará com todo o prejuízo em que venha incorrer, sem direito a qualquer pagamento ou indenização, caso não haja descoberta comercial na área da concessão.
- A propriedade do petróleo e/ou gás natural que seja produzido efetivamente na área contratada será recebida pelo concessionário no ponto de medição. Nenhum outro recurso pode ser explorado na área da concessão.
- A área da concessão está delimitada e descrita.
- Obrigações da concessionária quanto ao pagamento das participações: bônus de assinatura, *royalties*, participação especial, pagamento pela ocupação da área.
- A devolução de áreas da concessão será feita por etapas parciais obrigatórias, até a sua entrega total ao termo de finalização do contrato.
- A devolução parcial e total da área de concessão e de bens e equipamentos terá caráter definitivo e passarão gratuitamente da concessionária à ANP.

- O contrato entrará em vigor na data de sua assinatura e terá duração total de 30 anos, sem contar as prorrogações que poderá pedir o concessionário.

2. *Exploração e avaliação*

- A fase exploratória começará na data de entrada em vigor do contrato, com um programa exploratório mínimo.
- Qualquer descoberta de petróleo ou gás natural na área da concessão será notificada pelo concessionário à ANP.
- No prazo de 30 dias depois da data da descoberta, o concessionário notificará à ANP sua decisão de avaliar ou não tal descoberta, juntando todas as informações técnicas e justificando.
- O concessionário, por meio de notificação à ANP, efetuará ou não a declaração de comercialidade da descoberta, junto com um relatório detalhado dos resultados obtidos na avaliação, com todas as informações técnicas e justificando.

3. *Desenvolvimento da produção*

- A fase de produção começará desde a entrega pelo concessionário à ANP, da declaração da comercialidade.
- Dentro de um período de 180 dias contados da data da declaração de comercialidade, o concessionário entregará à ANP um plano de desenvolvimento, de acordo com as boas práticas da indústria e em obediência às normas e procedimentos técnicos e científicos, inclusive quanto às técnicas propostas para recuperação de fluidos, objetivando a racionalização da produção e o controle do declínio das reservas.

- O concessionário manterá informada a ANP das previsões quanto à data de início da produção de cada campo.

- A partir da data de início da produção de cada campo, o volume e qualidade do petróleo ou gás natural produzidos serão determinados periódica e regularmente no ponto de medição, por conta e risco do concessionário, com a utilização dos métodos, equipamentos e instrumentos de medição previstos no plano de desenvolvimento.

4. Execução das operações

- Durante a vigência do contrato de concessão e dos termos e condições do mesmo, o concessionário terá direito exclusivo de realizar as operações na área da concessão, obrigando-se a aportar todos os investimentos necessários e também os gastos para fornecer todos os equipamentos, máquinas, pessoal, serviços e tecnologia apropriados, e assumir e responder integral e objetivamente pelas perdas e danos causados, direta ou indiretamente pelas operações e sua execução, independentemente da existência de culpa, tanto a terceiros quanto à ANP e à União.

- A ANP, diretamente ou mediante convênios, exercerá o acompanhamento e fiscalização permanente das operações realizadas na área da concessão com o objetivo de assegurar-se de que o concessionário esteja cumprindo integral e rigorosamente as obrigações por ele assumidas nos termos deste contrato e da legislação aplicável.

- O concessionário manterá em pleno vigor, com relação a cada plano ou programa aprovados nos termos do contrato e até a conclusão do mesmo, garantia financeira, em valor igual ao somatório dos investimentos previstos no referido plano ou programa, tais investimentos sejam obrigatórios ou apenas estimados.

- Até o dia 31 de outubro de cada ano, o concessionário apresentará à ANP o programa anual de trabalho e seu respectivo orçamento anual, detalhando as

atividades e investimentos a serem realizados durante o ano seguinte. Estes serão subdivididos em trimestres e guardarão estrita concordância com os planos e programas de trabalho e investimento exigidos e aprovados nos termos do contrato.

- O concessionário manterá informada a ANP a respeito do progresso e dos resultados das operações e cumprindo as normas e procedimentos estabelecidas pela ANP sobre o assunto, inclusive quanto à periodicidade, em forma de disquetes, fitas, cópias em papel, mapas, seções e perfis, dados e informações geológicas e geofísicas, inclusive interpretações, dados e registros de poços e testes, boletins diários de perfuração, boletins semanais e mensais sobre o progresso dos trabalhos global ao final de cada um deles, relatórios operacionais mensais e anuais, relatórios técnicos e econômicos e em geral todos e quaisquer outros registros, informações e ou dados técnicos e econômicos que sejam produzidos, desenvolvidos por qualquer forma ou obtidos como resultado das operações e desse contrato.
- O concessionário fornecerá diretamente e/ou alugará, arrendará ou de qualquer outra forma obterá, por sua conta e risco, todos os bens, móveis e imóveis, inclusive mas não limitados a instalações, construções, equipamentos, máquinas, materiais e suprimentos, que sejam necessários para as operações e sua execução.
- O concessionário, diretamente ou por qualquer forma, recrutará e contratará, por sua conta e risco, sendo para todos os efeitos, o único e exclusivo empregador, toda a mão-de-obra necessária para a execução das operações, podendo fazê-lo no Brasil ou no exterior, e segundo seu exclusivo critério de seleção, respeitadas contudo as disposições da legislação brasileira.
- O concessionário adotará, por sua conta e risco, todas as medidas necessárias para a conservação dos reservatórios e de outros recursos naturais e para a proteção do ar, do solo e da água de superfície ou subsuperfície, sujeitando-se à normatização e legislação brasileiras sobre meio ambiente e, na sua ausência ou lacuna, adotando as boas práticas internacionais a respeito.

5. Aspectos financeiros e contábeis

- O concessionário está obrigado ao pagamento das participações (bônus de assinatura, *royalties*, participação especial, pagamento pela ocupação ou retenção de área, e pagamento aos proprietários da terra.
- O concessionário estará sujeito ao regime tributário em vigor nos âmbitos federal, estadual e municipal, obrigando-se a cumpri-lo nos termos, prazos e condições por ele definidos.
- Para fins e efeitos deste contrato, a unidade monetária será o Real, o ingresso e a remessas de divisas observarão as leis brasileiras.
- O concessionário manterá todos os documentos, livros, papéis, registros e outras peças que suportem a escrituração contábil, fará lançamentos cabíveis e apresentará demonstrações contábeis e financeiras de acordo com a legislação brasileira.

6. Disposições gerais

- A cessão dos direitos do contrato em parte ou em sua totalidade só será permitida se o concessionário executar integralmente o programa exploratório mínimo.
- Na hipótese do concessionário descumprir qualquer de suas obrigações estabelecidas no contrato, a ANP, a seu exclusivo critério, aplicará as sanções administrativas e pecuniárias cabíveis, conforme as disposições da lei competente.
- O contrato será extinto caso haja falência, insolvência, concordata, ou ainda em razão de qualquer descumprimento total ou parcial dos termos do contrato.
- O contrato será executado, regido e interpretado de acordo com as leis brasileiras.

O Brasil conta com 6.436.000 km² de área sedimentar e a Petrobras tem operações em 4,7% desta área. A maioria das bacias tem sido explorada superficialmente. “Esta é uma das razões pela quais nós estamos abrindo as portas aos investidores estrangeiros” diz o diretor geral da ANP⁶⁰.

A ANP decidiu que 92,9% das bacias sedimentares do Brasil deveriam deixar de estar sob o controle da Petrobras e ser oferecidas, através de licitação para a outorga de concessões, à concorrência de companhias nacionais e estrangeiras. Os 7,1% restantes (458.532 km²), foram concedidos à Petrobras e correspondem a 397 concessões, distribuídas em blocos exploratórios, blocos com desenvolvimento da produção e campos em produção, cujos quantitativos e respectivas áreas estão apresentados na Tabela IV.9. Esta decisão foi adotada em 3 de junho de 1998, com base na capacidade financeira e técnica necessária para explorar as áreas em questão, e as concessões foram assinados em 6 de agosto de 1998 (Figura IV.10.).

Tabela IV.9. Blocos e Campos em Concessão à Petrobras

Atividade	Blocos e Campos	Área em km ²
• Exploração	115	445.396
• Desenvolvimento	51	2.657
• Produção	231	10.479
Total	397	458.532

Fonte: Petrobras. *Relatório Anual 1998*, p.16

⁶⁰ Haward Wertheim. Nueva Agência Nacional de Petróleo Acelera la Liberación del Sector Petrolero Brasileño. *Oil & Gas Journal Revista Latinoamericana*. julio-agosto, v. 4, n. 4, p. 32

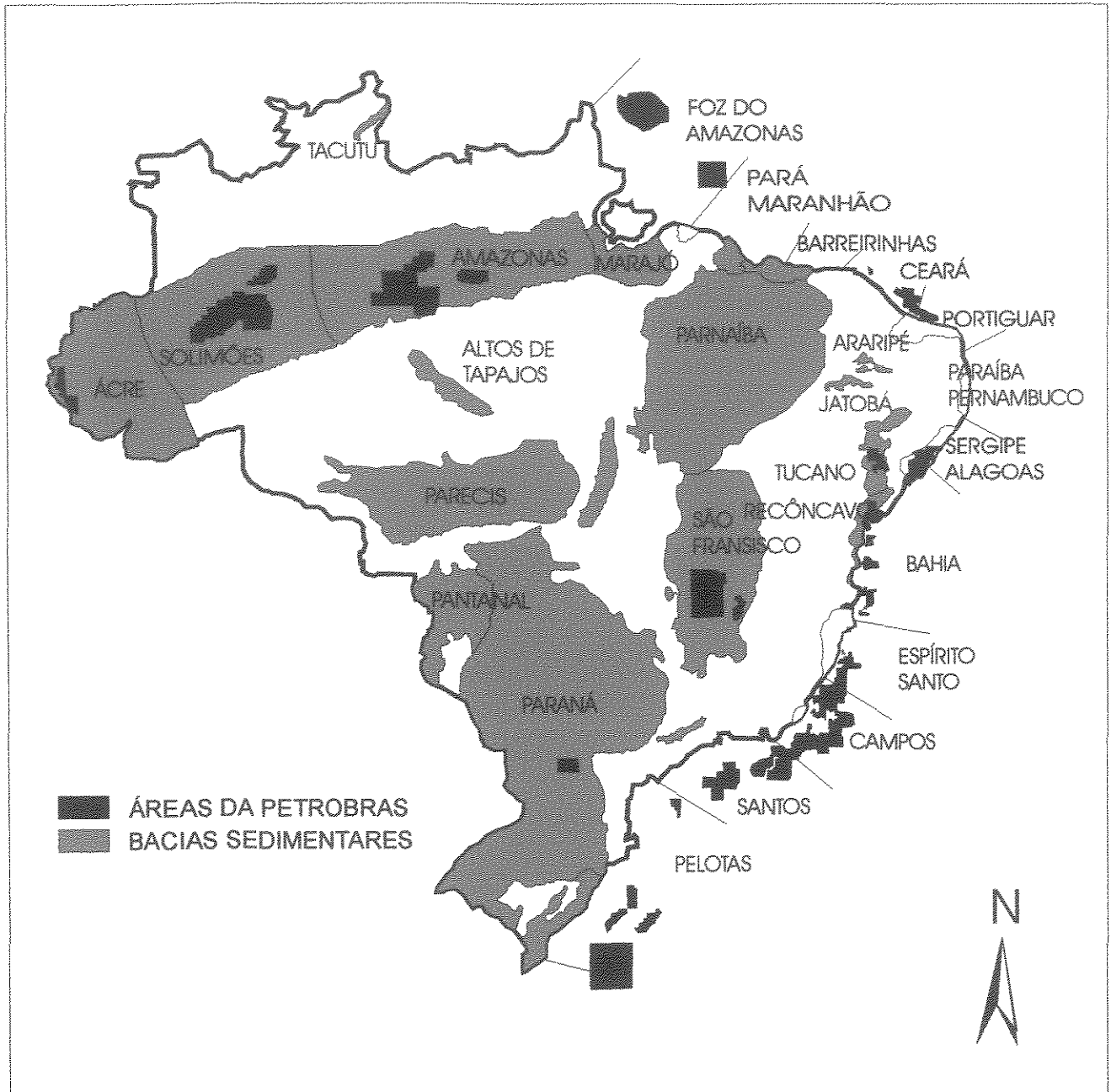


Figura IV.10 . ÁREAS OTOURGADAS À PETROBRAS

FONTE: PETROBRAS HIGHLIGHTS. Petrobras Magazine. Vol6 No 23. Out/Nov/Dec 1998. rio de Janeiro

A primeira rodada de licitações foi realizada nos dias 15 e 16 de junho de 1999, abrangendo 21 áreas ou blocos distribuídos em 8 bacias sedimentares: Santos, Campos, Espírito Santo, Cumuruxatiba, Camamu-Almada, Potiguar, Foz do Amazonas e Paraná (Figura IV.11.). Dos blocos colocados à disposição das empresas pela ANP, 15 não receberam oferta e 12 blocos tiveram oferta total de R\$321,6 milhões em bônus de assinatura⁶¹. As companhias vencedoras da licitação são: Texaco, Amerada Hess, Kerr McGee, Agip, Ypf, Esso, Shell, British Borneo, Unocal Latin America Ventures e Petrobras. Segundo a ANP, a primeira rodada de licitação foi bem sucedida.

IV.3. Atuação Recente da Petrobras

IV.3.1. Investimentos

O objetivo do programa de investimentos feitos pela Petrobras é abastecer o país aos menores custos possíveis, mediante a exploração e produção, refino, e transporte do petróleo e gás natural e seus derivados.

Até o final dos anos 70, os investimentos do setor petróleo no país concentraram-se nas atividades ligadas ao abastecimento nacional, visando garantir a auto-suficiência no refino e desenvolver os sistemas de transporte de petróleo e derivados, com a implantação de dutos e terminais e a construção naval. Nessa época, as elevadas taxas de expansão da demanda nacional de derivados exigiram uma rápida ampliação da capacidade de refino e das bases de abastecimento (Figura IV.12.).

No início dos anos 80, os investimentos em exploração e produção, que vinham crescendo desde o primeiro choque do petróleo no ano de 1973, foram intensificados com vistas ao aumento das reservas e da produção nacional. O segundo choque do petróleo, no ano de 1979, e as atrativas perspectivas exploratórias em bacias litorâneas foram as determinantes desta estratégia.

⁶¹ O bônus de assinatura, previsto no art. 45 da Lei 9.478, corresponderá ao montante ofertado pelo licitante vencedor na proposta para obtenção da concessão do bloco. O valor mínimo é fixado pela ANP.

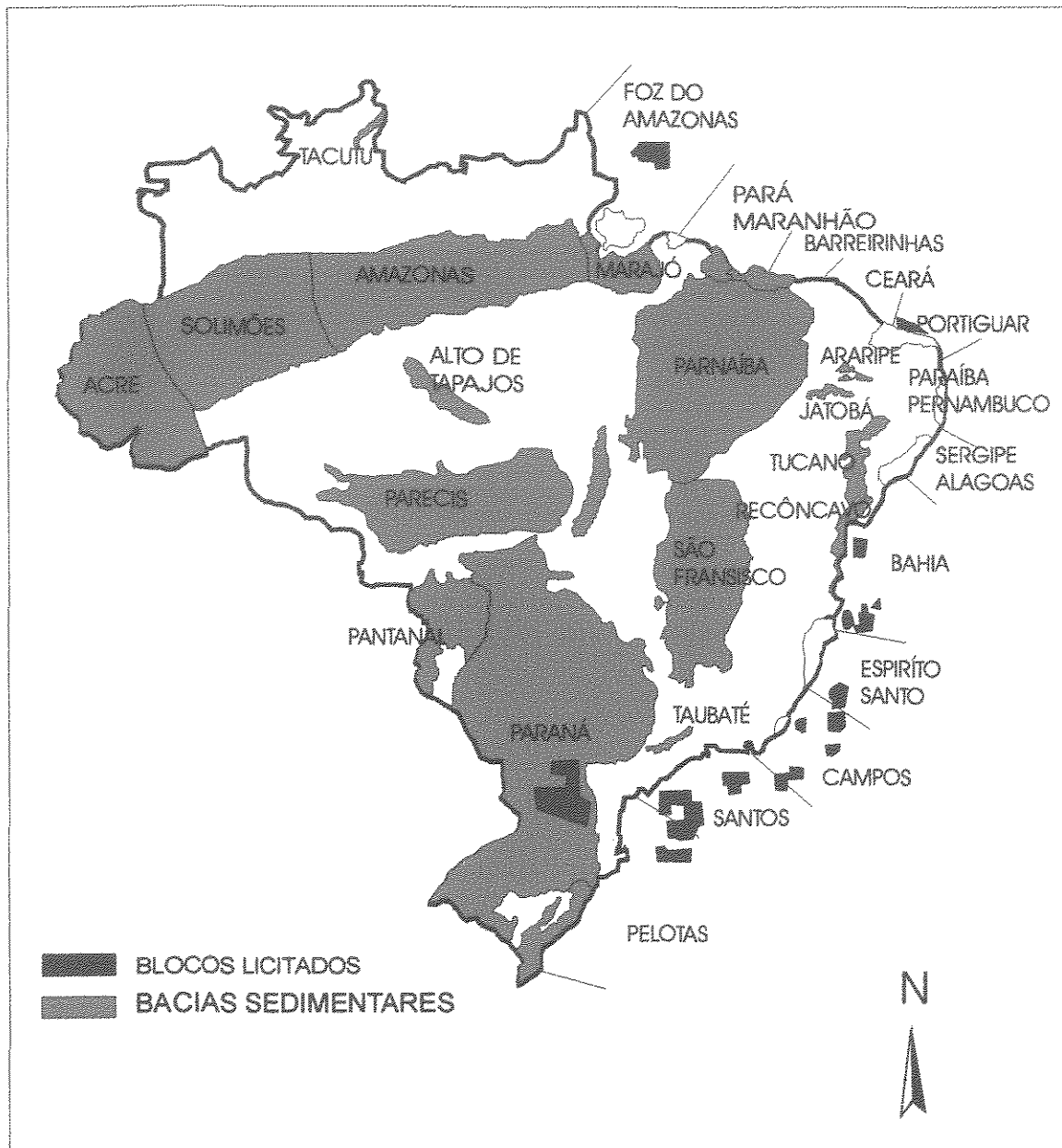


Figura IV.11. ÁREAS EXPLORATÓRIAS LICITADAS PELA ANP PARA E&P.
 FONTE: ÁREAS EXPLORATÓRIAS LEILOADAS: http://www.brazil-round1.com/HTML/Areas_pt.htm
 PETROBRAS HIGHLIGHTS. Petrobras Magazine. Vol6 No 23. Oct/Nov/Dec 1998. rio de Janeiro

Nessa época, a demanda de derivados estancou, não seguiu a previsão que balizou os investimentos no parque de refino. Porém, as mudanças do perfil da demanda de derivados vêm tornando necessária a implantação de unidades de conversão para adequar a estrutura de refino, aumentando a produção de diesel⁶².

Os investimentos na indústria de petróleo contemplam sempre uma perspectiva plurianual, em função do tempo de maturação dos projetos, que pode alcançar até 5 anos, da alta interdependência entre os projetos e dos prazos considerados para os cenários. A Programação Plurianual de Investimentos da Companhia (PPI) para 1995-1999, em conclusão, considerou os cenários e os objetivos decenais referentes ao seu plano estratégico, a partir de duas trajetórias de futuro: uma de crescimento e outra conservadora. Para esse período foram estimados investimentos da ordem de US\$18 a 20 bilhões. A parcela mais significativa dos investimentos foi dirigida às áreas de exploração e desenvolvimentos da produção e destaca-se um incremento significativo na alocação de recursos para a área de refino, em função do cenário de retomada do crescimento econômico (Anexo 11).

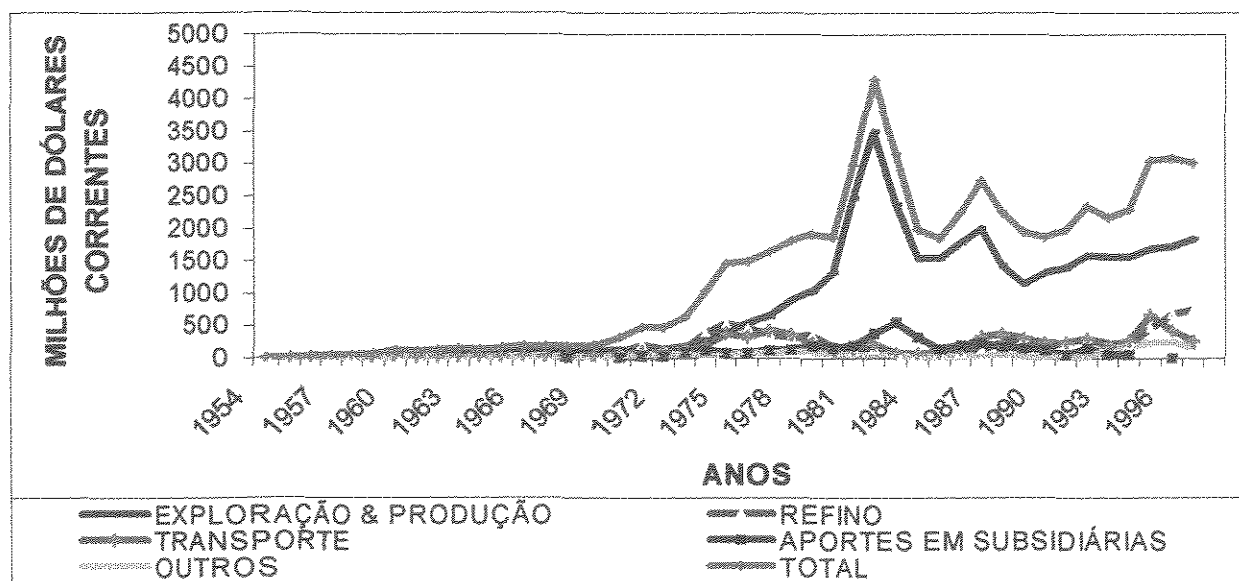


Figura IV.12.: Investimentos da Petrobras

Fonte: Sistema Petrobras 96.

⁶² Petrobras. *Sistema Petrobras Diagnóstico e Perspectivas*, 1994, p. 87

Os investimentos feitos durante os últimos três anos tiveram bons resultados. No ano de 1996, o faturamento foi de R\$ 23.822 milhões, equivalentes a US\$23.701 milhões, e o lucro líquido foi de R\$ 664 milhões (US\$ 639 milhões). Em 1996, os investimentos da *holding*, predominantemente nas áreas de exploração e produção de petróleo, alcançaram US\$ 3.082 milhões (Anexo 11).

Por força da Lei 9.249, de 26 de dezembro de 1995, vigente a partir de 1º de janeiro de 1996, a Petrobras passou a oferecer à tributação do imposto de renda todo o resultado de suas atividades, 90% do qual era objeto de legislação fiscal específica em decorrência do monopólio de petróleo da União⁶³.

No ano de 1997, o faturamento bruto da Petrobras foi de R\$ 26.153 milhões, equivalentes a US\$ 24.258 milhões, e o lucro líquido foi de R\$ 1.533 Milhões (US\$ 1.373 milhões). Os investimentos alcançaram US\$ 3.012 milhões, predominantemente nas áreas de exploração e produção de petróleo. Destaca-se a entrada em operação de três novas plataformas no campo Marlim Sul e a descoberta de 15 novos campos de petróleo no país. Na área de refino, foi concluída a expansão das refinarias Landulpho Alves e Replan, elevando a capacidade instalada de refino para 1.812 mil b/d⁶⁴.

No ano de 1998, o faturamento bruto da Petrobras foi de US\$ 22.317 milhões e o lucro líquido foi de US\$ 1.363 milhões. Os investimentos alcançaram US\$ 2.068 milhões, dos quais US\$ 1.311 milhões foram aplicados nas áreas de exploração e produção de petróleo (Anexo 11).

I.V.3.2. Novos Negócios e Parcerias

As mudanças institucionais do setor petróleo no país determinaram o redirecionamento na forma de atuação da Petrobras, agora competindo com outras empresas em todos os segmentos da indústria do petróleo no Brasil.

⁶³ Petrobras. *Relatório Anual 96*, p.16

⁶⁴ Petrobras. *Relatório Anual 97*, p.15

Como parte de sua estratégia empresarial, a Petrobras está desenvolvendo um amplo programa de parcerias relacionadas às suas atividades. Para tal, a Petrobras criou um novo órgão, a Assessoria de Novos Negócios e Parcerias (Anep)⁶⁵, que tem sido o ponto de referência para potenciais parceiros nacionais e internacionais. A Anep é responsável pela proposição de estratégias, políticas e diretrizes corporativas para novos negócios e parcerias em todos os segmentos da companhia. A atuação da Anep se dá tanto coordenando diretamente, como participando em conjunto com os órgãos especializados, do estudo, desenvolvimento, negociação e da materialização das oportunidades de negócios e parcerias. Uma vez definidas as bases comerciais desses negócios, o segmento correspondente da Petrobras passa a ser responsável operacionalmente pelo projeto. Assim, torna-se possível a divulgação e a execução de cada projeto de parceria de forma integrada e coordenada.

Diversos projetos estão sendo desenvolvidos sob a coordenação e/ou em estreita articulação com a Assessoria de Novos Negócios e Parcerias, dentre os quais destacamos: Projeto Mega, Pólo Gás Químico do Rio de Janeiro, termoelétricas, unidades de refino, calcinadora de coque, gasodutos, polidutos e importação de gás natural liquefeito (GNL).

No ano de 1998, consolidou-se o novo contexto legal do setor de petróleo e gás natural, com negócios firmados por meio de diversas parcerias com empresas nacionais e estrangeiras. Na área de exploração e produção de óleo e gás natural, a Petrobras selecionou 44 blocos para exploração, 23 blocos para desenvolvimento da produção e 56 áreas para revitalização da produção, para o estabelecimento de parcerias operacionais com empresas nacionais e estrangeiras. A Tabela IV.10. apresenta os blocos que já são objetos de acordos de participação e aguardam a autorização da ANP para a cessão de direitos dos contratos de concessão aos novos parceiros. Em 31 de dezembro de 1998, estavam em negociação 25 blocos de exploração e de

⁶⁵ Novos Negócios: <http://www.petrobras.com.br/>

desenvolvimento da produção e 14 áreas para revitalização da produção, compreendendo 41 campos de petróleo.

Na área de geração termoeétrica, está em negociação a implantação de usinas com capacidade total superior a 3.000 Mw, com entrada em operação prevista entre os anos 2000 e 2002, destacando-se os projetos de co-geração, utilizando-se como combustíveis gás natural e/ou resíduos asfáltico.

Tabela IV.10. Blocos Selecionados para Acordos de Participação (firmados em 1998)

BLOCOS	BACIAS	COMPANHIAS/OPERADORAS/PARCEIRAS ¹
BES-3	Esp. Santo	PETROBRAS 35%; YGP 30,966%; SANTA FÉ 19,084%; NORBAY 9,75%; PETROSERV 3,25%; SOTEP 1,95%.
BCAM-2	Camamu	PETROBRAS 40%; COASTAL 40%; UNOCAL 10%; IPIRANGA 10%
BAS-97	Camamu	PETROBRAS 40%; COASTAL 40%; UNOCAL 10%; IPIRANGA 10%
BTUC-1	Tucano	PETROBRAS 35%; PEREZ COMPANC 35%; KERR-McGEE 30%
SES-107	Sergipe	PETROBRAS 25%; Union Pacific Resources 67,5%; TDC 7,5%
BPOT-2	Potiguar	PETROBRAS 40%; SANTA FÉ 38,56%; YPF 19,64%; SOTEP 1,80%
CARAÚNA	Potiguar	PETROBRAS 20%; SANTA FÉ 51,41%; YPF 26,19%; SOTEP 2,40%

Nota (1): A companhia operadora do consórcio é apresentada em negrito.

Fonte: Petrobras. Relatório Anual 98, p. 39

CONSIDERAÇÕES FINAIS

As histórias da exploração e produção (E&P) de petróleo na Colômbia e no Brasil têm alguns pontos em comum e muitos contrastes. O ponto comum de maior importância é, sem dúvida, a tentativa de ambos os países construir uma indústria petrolífera doméstica autônoma por meio de empresas estatais especialmente criadas para esse fim. Retomaremos a seguir, à guisa de comparações e conclusões, alguns aspectos dessas histórias e do desenvolvimento da E&P de petróleo em ambos os países, que nos pareceram mais relevantes.

- *Descoberta do petróleo e aproveitamento para fim industrial.* Em primeira instância, vimos que as histórias das políticas de petróleo na Colômbia e no Brasil se diferenciam quanto ao fato de a Colômbia já ter conhecimento da existência de petróleo em seu território desde a época da conquista espanhola, no ano de 1536, enquanto que no Brasil só se teve certeza disso no ano de 1939, quando o Departamento Nacional da Produção Mineral perfurou o poço 163 em Lobato, na Bahia. Ademais, data do ano de 1904, a primeira iniciativa de aproveitamento industrial do petróleo na Colômbia. Assim, enquanto a Colômbia iniciava sua política petrolífera com base em uma realidade geológica conhecida, no Brasil, a primeira legislação relativa à E&P de petróleo foi elaborada antes de se ter confirmada a sua existência no subsolo, o que demonstra o grau de ansiedade vivenciado pelo Governo do Brasil a respeito desta questão.

- *Geologia e potencial petrolífero.* Em território colombiano têm sido mapeadas 13 bacias sedimentares, classificadas em três grupos, que apresentam uma diversidade de condições geológicas favoráveis à prospecção do petróleo. Essas bacias estão relacionados de alguma maneira com a Orogenia Andina e geralmente apresentam características semelhantes quanto às condições estratigráficas, tectônicas e de geração e acumulação de hidrocarbonetos. No Brasil tem sido mapeadas 30 bacias, distribuídas tanto na sua área continental, como na marítima. As bacias paleozóicas (Amazonas, Parnaíba e Paraná) são pobres em acumulações de óleo, devido principalmente ao fraco tectonismo e ao baixo gradiente geotérmico, ao passo que, na

margem continental, estão presentes inúmeras bacias de menor porte, diretamente ligadas à ruptura do Gondwana e evolução do Oceano Atlântico (Campos, Santos, Barreirinhas), que respondem por mais de 60% das reservas e da produção nacional. Desta forma, a E&P de petróleo no Brasil é feita principalmente no mar e a bacia de Campos, com seus campos gigantes como Marlim e Albacora, dentre outros, é a bacia de onde se extrai a maior quantidade de óleo. Quanto à Colômbia, podemos dizer, que toda a E&P de petróleo é feita em terra, pois a maior parte nas bacias produtoras são continentais: Planícies Orientais Catatumbo, Vale do Magdalena Médio, Putumayo. A E&P no mar é incipiente e feita na bacia da Guajira.

- *Política e legislação.* Conforme a prática da indústria no início do século XX, a política de E&P de petróleo na Colômbia começou com a outorga de concessões, em 1905. A falta de resultados concretos conduziu à reversão dessas concessões e à criação da empresa estatal de petróleo, Empresa Colombiana de Petroleos - Ecopetrol, em 1951. A terceira etapa dessa história começa em 1974, com a abolição dos contratos de concessão e a adoção dos contratos de associação. Esta medida visou atrair investimentos privados de risco e incentivar a exploração. Para manterem-se atualizados face à concorrência, esses contratos têm passado por sucessivas etapas de ajustes em seus mecanismos, das quais a sexta etapa é do ano de 1999.

No Brasil, após uma série de iniciativas de exploração, infrutíferas, por parte do Estado e de particulares, nas primeiras décadas do século XX, o país iniciou uma política petrolífera ativa na presidência de Getúlio Vargas (1930-1945), que promoveu uma completa reorganização do aparelho de estado em seu governo, em cujo contexto se deu a criação do Conselho Nacional de Petróleo – CNP, no ano de 1938. Dentro do mesmo espírito nacionalista que se espalhou pela América Latina no pós-guerra, o Governo do Brasil promulgou a Lei 2.004, em 3 de outubro de 1953, que estabeleceu a política nacional do petróleo, cujo fulcro foi o monopólio da União e a criação da empresa estatal Petróleo Brasileiro Sociedade Anônima - Petrobras, com atribuições para executar as atividades da indústria de petróleo. Essa fase em que a Petrobras foi a única executora do monopólio de petróleo terminou com a Emenda Constitucional 9,

seguida da Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997, que dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo - ANP.

- *Evolução da E&P de petróleo.* No ano de 1918, foi descoberto o primeiro campo petrolífero da Colômbia, La Cira-Infantas na bacia do Médio Magdalena. A produção começou no ano de 1921, com 66.750 barris. Com a adoção do regime de associação, no ano de 1974, a produção alcançou 60,9 milhões de barris. O sucesso do regime de associação adotado pela Colômbia é incontestável, sendo responsável pelo aumento das reservas e da produção na última década, ainda que recentemente o governo colombiano tenha sido obrigado a atualizar os seus termos à luz da competição internacional. Esse instrumento de exploração petrolífera promoveu o aumento das reservas através de grandes descobertas, com destaque para os campos de: Guajira (Texas-1974); Cocorná (Texas-1981); Caño-Limón (Oxy-1983); San Fransisco (Hocol-1985); Opón (Amoco-1994) e, o mais recente, Aguachica (Harken-1997). O crescimento das reservas foi de 2.463 milhões de barris no ano de 1970 a mais de 6.982 milhões de barris no ano de 1997. A produção, em 1997, foi de 652.000 barris/dia, com as seguintes participações: Ecopetrol (direta), 18%; Ecopetrol associada 48%; companhias privadas sob associação, 32%; companhias privadas sob concessão, 2%. Com tal produção, a Colômbia, desde meados da década de 80, está na condição de exportadora. Em 1997, as exportações de petróleo e derivados alcançaram US\$1.511,7 milhões e as importações, US\$316,57 milhões.

A atividade exploratória da Petrobras iniciou em 1954, nas bacias do Recôncavo e de Sergipe-Alagoas, com uma produção de 3.000 barris/dia. A exploração na bacia de Espírito Santo começou a partir dos anos 70, época em que a produção nacional chegou a 166 milhões de barris por ano. Nos anos 80, começou a exploração nas bacia Potiguar e do Solimões e nesta época a produção nacional chegou a 596 milhões de barris. Na bacia de Campos merecem destaque as descobertas dos campos gigantes de Albacora (1984), Marlim (1985) e Barracuda(1991), em águas profundas. No ano de 1997, a produção da Petrobras chegou a 916 milhões de barris, e as reservas provadas

de óleo e condensado chegaram a 7,1 bilhões de barris. Assim, após 47 anos de exercício do monopólio estatal de petróleo, a Petrobras contabiliza inegáveis conquistas na E&P de petróleo, tendo desenvolvido tecnologia para águas profundas e vindo a produzir atualmente cerca de 1.200 mil barris/dia, ou seja, cerca de 2/3 das necessidades nacionais. Entretanto, interessado em ver o país alcançar a auto-suficiência na produção de petróleo e equilibrar a balança comercial, e não dispondo de recursos do tesouro para investir em busca destas metas, o Governo Brasileiro optou por admitir outros atores nas atividades de E&P de petróleo, sob a égide do monopólio estatal politicamente intocável. Assim pode ser contextualizado o advento da Emenda Constitucional n. 9 e da Lei n. 9.478, de 6 agosto de 1997.

- *Modalidades de contratos de E&P de petróleo.* Os contratos de concessão originais caracterizavam-se pela outorga de grandes áreas a uma companhia ou indivíduo, por longos prazos. As obrigações, em termos de E&P, eram vagas e a participação governamental restringia-se a *royalties* fixos sem quase nenhum controle da produção. A experiência da Colômbia com esse regime durou de 1905 a 1951 e seus resultados não foram considerados satisfatórios, razão pela qual foram substituídos pelo regime de associação. No Brasil, embora alguns Estados tivessem outorgado concessões de grandes áreas a companhias e indivíduos, antes da década de 30, para a exploração mineral, não se contabilizou nenhuma descoberta em função dessas concessões.

O contrato de associação, adotado na Colômbia, é considerado um exemplo típico de *joint venture*. Esse contrato caracteriza-se por: participação da empresa estatal do país hospedeiro na rotina gerencial do contrato; *royalties* crescentes em função do aumento da produção; financiamento das despesas de exploração correspondentes ao percentual de participação da empresa estatal com reembolso posterior, em caso de sucesso; participação igualitária nos riscos das fases de desenvolvimento e produção; partilha dos resultados após a dedução dos *royalties*. O contrato de associação é basicamente um contrato de adesão no qual unicamente se negociam a área a ser contratada com compromissos exploratórios que a associada deve realizar durante o

período de exploração e obrigações com programas de transferência de tecnologia. Na Colômbia, o contrato de associação tem trazido bons resultados.

O contrato de serviço com cláusula de risco (contrato de risco), adotado no Brasil, consiste em um acordo de serviços pelo qual a empresa contratada deverá executar, durante três a cinco anos, na área de serviço delimitada, todas as operações de exploração e desenvolvimento da produção de petróleo, arcando com todas as despesas, pois o reembolso só se dará se as descobertas permitirem uma produção comercial, ocasião em que a contratada fará jus a uma remuneração pelos serviços prestados, em dinheiro ou em participação na futura produção. A adoção dessa espécie de contratos no Brasil se deu em 9 de outubro de 1975, cercada de controvérsias em razão do monopólio estatal do petróleo, tendo por finalidade incrementar a E&P de petróleo em um momento de dificuldades deflagradas pelo choque de preços do petróleo de 1973. Os contratos de riscos para a E&P de petróleo, que em muitos aspectos se assemelham ao contrato de associação, não tiveram o sucesso que seus congêneres produziram na Colômbia e, depois considerados inconstitucionais, acabaram vedados pela Constituição Federal de 1988.

Os acordos de concessões evoluíram através dos tempos e, na atualidade, são utilizados na maioria dos países produtores, com termos muito mais favoráveis para os governos. Essa nova etapa dos contratos de concessão tem como principais características o reconhecimento da propriedade do Estado sobre os recursos minerais, prazos limitados e programas de trabalhos obrigatórios, cabendo ao Estado um papel significativo tanto na seleção da tecnologia para o desenvolvimento do campo, como o controle da produção dos recursos petrolíferos. Em alguns casos, os *royalties* são variáveis e o risco exploratório é assumido totalmente pela companhia. No Brasil, o contrato de concessão, adotado recentemente, tem como objeto a execução, pela concessionária, das operações especificadas no programa de trabalho e investimento, visando a permitir que o petróleo e o gás natural sejam produzidos em condições econômicas na área da concessão, nos termos ali contidos.

O Brasil conta com 6.436.000 km² de bacias sedimentares e a Petrobras tem operações em 4,7% dessa área. A maioria dessas bacias tem sido explorada superficialmente. A ANP decidiu que 7,1% da área das bacias sedimentares do Brasil fossem concedidos à Petrobras (458.532 km²), correspondentes a 397 concessões, distribuídas em blocos exploratórios, blocos para desenvolvimento da produção e campos em produção, e o restante deixará de estar sob o controle da Petrobras e será colocado paulatinamente em licitação para companhias nacionais e estrangeiras. A primeira rodada de licitação foi feita nos dias 15 e 16 de junho de 1999, abrindo 21 áreas ou blocos distribuídos em oito bacias sedimentares: Santos, Campos, Espírito Santo, Cumuruxatiba, Camamu-Almada, Potiguar, Foz do Amazonas e Paraná. Dos blocos colocados em licitação às empresas particulares pela ANP, 15 não receberam oferta de bônus de assinatura. Os 12 blocos restantes tiveram oferta total de R\$321,6 milhões em bônus de assinatura. Embora para a ANP, a primeira rodada de licitações foi bem sucedida, é possível que a ANP tenha de propor cláusulas ou condições contratuais mais atraentes para atrair novos investimentos na próxima rodada de licitação.

Desta forma, 60 anos após a descoberta do primeiro campo de petróleo em seu território, o Brasil adotou o regime de concessão para a execução das atividades de E&P de petróleo. A diferença e defasagem das medidas e instrumentos adotados pela Colômbia e Brasil para a E&P de petróleo só se reduz quanto à contemporaneidade em que ambos criaram as suas empresas estatais de petróleo, início da década de 50.

- *Investimentos.* Na Colômbia, a evolução dos investimentos feitos após a adoção do regime de associação, durante o período compreendido entre os anos de 1976 e 1996, tem sido crescente. As atividades em que os acordos de associação mais investiram foram exploração e desenvolvimento. Na exploração, os investimentos foram feitos na perfuração de poços, sísmica terrestre e marítima e exploração superficial. No desenvolvimento, pode-se dizer que o investimento concentrou-se nos grandes campos de Caño-Limón (1984-1986), Cusiana e Cupiagua, para colocá-los em produção (1990-1996). Os investimentos feitos pela Ecopetrol durante o período entre 1982 e 1990 têm tido um comportamento mais ou menos constantes até o ano 1990. Depois da

descoberta de Cusiana e Cupiagua, no ano de 1989, a Ecopetrol começou a investir muito mais nas operações associadas para pôr em produção os grandes campos. Os investimentos em E&P, refino, transporte e outros, alcançaram US\$ 626,29 milhões em 1997, só para colocar em operação os campos Cusiana e Cupiagua. Na área da investigação científica, e melhoramento de tecnologias a Ecopetrol aplica menos de 10% do total de seus investimentos, valor quase insignificante.

O objeto do programa de investimentos feitos pela Petrobrás é abastecer o país aos menores custos possíveis, mediante a E&P, refino, e transporte do petróleo e gás natural e seus derivados. Até o final dos anos 70, os investimentos do setor petróleo no país concentraram-se nas atividades ligadas ao abastecimento nacional, visando garantir a auto-suficiência no refino e desenvolver os sistemas de transporte de petróleo e derivados, com a implantação de dutos e terminais e a construção naval. No início dos anos 80, os investimentos em exploração e produção, foram intensificados com vista ao aumento das reservas e da produção nacional. O segundo choque do petróleo no ano de 1979 e as atrativas perspectivas exploratórias em bacias litorâneas foram as determinantes desta estratégia, chegando até seu ponto máximo no ano de 1982 com US\$3.494 milhões de dólares, mantida a tendência de aumentar os investimentos após das descobertas gigantes da bacia de Campos, em águas profundas e ultra-profundas. Os investimentos da Petrobras contemplam sempre uma perspectiva plurianual em função do tempo de maturação dos projetos, que pode alcançar até 5 anos, e da alta interdependência entre os projetos e dos prazos considerados para os cenários.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ACTIVIDADES Preliminares de la Troco.

<http://www.ecopetrol.com.co/histor/activida.htm>

ALAN GELB AND ASSOCIATES. *Oil windfalls: Blessing or Curse?* Oxford & World Bank Research Publication, 1988, U.S.A. p.147-289.

ANEXOS: <http://www.ecopetrol.com.co/prin/histor/anexos.htm>

ANP. *Contrato de Concessão para a Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural.* Agência Nacional do Petróleo. Minuta Brasil. 1998.

CÁRDENAS ACOSTA, LILIANA. *Llegó la Hora de Hacer Realidad la Política Petrolera Colombiana.* Boletín Estadístico Mensual, ACIPET. Santafé de Bogotá, marzo-abril 1998.

COELHO NETO, JOÃO SANTOS. *Risk-bearing Service Contracts in Brazil.* Journal of Energy and Natural Resources Law. n.3, 1984, p.114-120

CRÓNICA de la Concesión De Mares: <http://www.ecopetrol.co/histor/indes.htm>

REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL. Diário Oficial, 7 de agosto de 1997. n. 150.

DINIZ, MARIA HELENA. *Tratado Teórico e Prático dos Contratos,* São Paulo. Saraiva, 1994, v.5, p. 357.

ECOPETROL. *El Contrato de Asociación en Colombia (Modelo).* Empresa Colombiana de Petróleos, Santafé de Bogotá, s/d/

_____. *Ley 20 de 1969, Código de Petróleos y Recopilación de las Normas que lo Adicionan*. Empresa Colombiana de Petróleos, Santafé de Bogotá, 1997.

_____. *Petroleum Industry Statistics*. Empresa Colombiana de Petróleos. Santafé de Bogotá. ed. 17 a 20, 1994 a 1997.

FERREIRA, ANTONIO MANUEL, F. *Geologia das Bacias Brasileiras*. 1985, p. 1-1.

GEORGE, PHILIP. *Petróleo e Política em América Latina: Movimientos Nacionalistas y Empresas Estatales*. Mexico. Ed. Fondo de Cultura Economica. 1989, p. 250.

GOVEA R., C. y AGUILERA B., H. *Cuencas Sedimentarias de Colombia*. 1986.

INGEOMINAS. *Recursos Minerales de Colombia. Minerales Preciosos, Rocas y Minerales No Metálicos, Recursos Energéticos*. Tomo II. Instituto de Investigaciones en Geociencias, Minería Y Química. Santafé de Bogotá, Pub. Geol. Esp., p. 1062.

LA CONCESIÓN De Mares: <http://www.ecopetrol.com.co/prin/histor/laconces.htm>

LOMBANA V, JORGE. *La Exploración de Hidrocarburos en Colombia y el Contrato de Asociación*. Boletín Estadístico, ACIPET. Santafé de Bogotá. febrero 1995.

LOS HALLAZGOS de Petróleo: <http://www.ecopetrol.com.co/prin/histor/hallazgos.htm>

MARTINS, LUIZ AGUSTO MILANI. *Estado e Exploração Mineral: Um Levantamento Básico*. São Paulo, Tese de Doutorado. USP, 1989.

_____. *Política e Administração da Exploração e Produção de Petróleo*. Rio de Janeiro. CETEM/CNPq, 1997, 121p.

MAYORES Oportunidades de Inversión Petrolera: Entrevista al Vice-presidente de Exploración y Producción Ismael Enrique Arenas. Carta Petrolera. Santafé de Bogotá, septiembre- octubre de 1997, p.52.

MENA QUEVEDO, MARGARITA. *La Política Petrolera Colombiana*. Foro Petrolero ante el Congreso de la República. Santa Fé de Bogotá, septiembre 7 y 8 de 1989.

NEPOMUCENO, FRANCISCO, FILHO. *Tomada de Decisão em Projetos de Risco na Exploração de Petróleo*. Campinas, Tese de Doutorado, Unicamp, 1997, p.10-11.

NERY, GERALDO GIRÃO. *Geologia para Engenharia de Petróleo*. Petrobras. CENPES/DIVEN/SEM-BA. 1987, p.295-297.

NOVOS Negócios: Petrobrás (visitado 15/07/1999) <http://www.petrobras.com.br/>

ORTIZ, ASTRID MARTINEZ. *Algunos Determinantes y Características de la Política Petrolera*. Boletín Estadístico Mensual, ACIPET, Santafé de Bogotá, n. 1, 1998.

PETROBRÁS. *Relatório Anual*. Rio de Janeiro, Petróleo Brasileiro AS (ed 1996 a 1998).

_____. *Legislação do Petróleo*. Rio de Janeiro, Petróleo Brasileiro SA, 1971, p.253.

_____. *Sistema Petrobrás Diagnóstico e Perspectivas*. Rio de Janeiro. Petróleo Brasileiro S.A, 1994, p. 35-36.

REPÚBLICA de Colombia: *Universidad del Valle* (visitado 25/09/1998)

<http://www.univalle.edu.co/colombia.htm>

REVERSIÓN de la Concesión De Mares:

<http://www.ecopetrol.com.co/prin/histor/reversio.htm>

RIBEIRO, MARILDA DE SÁ. *As Joint Ventures na Indústria do Petróleo*. Rio de Janeiro, Renovar, 1997, 280 p.

SPEECH by Dr. Carlos Rodado Noriega, Preident of Ecopetrol:

<http://www.ecopetrol.com.co/uptrearm/newoil.htm>

VILLAMIZAR ALVARGONZÁLEZ, RODRIGO. *Memorias al Congreso 1996-1997*. República de Colombia, Ministerio de Minas y Energía. p.p. 27.

WERTHEIM, HAWARD. *Nueva Agência Nacional de Petróleo Acelera la Liberación del Sector Petrolero Brasileño*. Oil & Gas Journal Revista Latinoamericana. julio-agosto, v. 4. n. 4, pp. 32.

BIBLIOGRAFIA CONSULTADA

AMOROCHO CORTES, E. *Políticas en Ecopetrol. Una Visión Futurista con Beneficios para el País*. ECOS, Ecopetrol. Edição 19, Santafé de Bogotá.

ARRIETA, C. G. *Precios Básicos de Liquidación de Regalías Petroleras*. Camara de Comercio de Neiva. Neiva, 1988, 58 p.

BANCO MUNDIAL. *Cusiana un Reto de Política Económica*. Ed. DNP. Santafé de Bogotá, 1990.

BOLETIN ESTADÍSTICO DE ACIPET. *Decreto 1.753 de Agosto 3 de 1994 (Licencias Ambientales)*. Santafé de Bogotá, octubre – noviembre de 1994, p. 30-31.

_____. *Ley de Regalías. Su Reglamentación y Aplicación*. Santafé de Bogotá, marzo 1996, p. 33-35.

_____. *Ley de Regalías. Parte II. Liquidación de Regalías*. Santafé de Bogotá, abril 1996, p. 32-34.

_____. *Resolución 82.104. Por la Cual se Reglamenta Parcialmente la Ley 141 en Materia de Hidrocarburos, 1994*. Santafé de Bogotá, abril 1995. p. 18-20.

_____. *Datos Estadísticos de la Industria Petrolera*. Santafé de Bogotá, n. 315, enero-febrero 1995.

BOLETÍN LEGISLACIÓN ECONÓMICA. Decreto n. 1.747 de 1995 del Ministerio de Minas y Energía. *Se Establece la Distribución de Recursos que Administra el Fondo de Regalías*. Santafé de Bogotá, n. 1.034, nov. 1995. p. 638-650.

_____. *Decreto n. 507, Marzo de 1995. Se Establece la Estructura de la Comisión Nacional de Regalías y se Distribuyen Internamente las Funciones.* Santafé de Bogotá, n. 1.020, mayo 1995. p. 725-764.

_____. *Financiamiento para Estudios de Previsión y Factilidad con Recursos del Fondo de Regalías.* Santafé de Bogotá, n. 1.034, noviembre 1995.

_____. *Resolución n. 82.104, Noviembre de 1994. Desarrolla Parcialmente la Ley 141 de 1994 en Materia de Hidrocarburos: Regalías y Compensaciones Tributarias.* Santafé de Bogotá, n. 1.012, diciembre 1994.

_____. *Se Reglamenta Parcialmente la Ley 141 de 1994 en lo Referente al Control y Vigilancia de los Recursos Provenientes de Regalías.* Santafé de Bogotá, n. 1.022, mayo 1995. p. 523-548.

_____. *Resolución n. 82.823, de 1995. Reglamento de Crédito para Proyectos Regionales de Inversión con Recursos del Fondo de Regalías.* Santafé de Bogotá, n. 1.034, noviembre 1995.

CABRALES M. ORLANDO. *Memorias al Congreso Nacional.* República de Colombia Ministerio de Minas y Energía. Santafé de Bogotá, 1998, p. 187.

CARVALHO, O. A. *Tributação de Recursos Naturais. Um Exemplo do Petróleo e do Gás Natural (parte I).* Brasil Mineral n. 154.

COLOMBIA. Congreso de la República de Colombia. Ley n. 141 de 1994. *Fondo Nacional de Regalías.* Santafé de Bogotá, junio de 1994, 33 p.

COLOMBIA. USA EIA, (visitado 23/10/1998).
<http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/colombia.htm>

COLOMBIA: *Entre los Países más Competitivos para la Exploración Petrolera*, (visitado 12/06/98): <http://www.ecopetrol.com.co/prin/review/coyuntura/infor3.htm>

CONCENTRACIÓN y Desarrollo, Base de la Política Petrolera. Carta Petrolera, (visitado 8/08/1998) , <http://www.ecp.com/prin/review/carta/may/accion>.

CÓRDOBA PEREZ, J. M. *El Nuevo Régimen de Regalías*. Editorial Temas Mineros y Petroleros. Santafé de Bogotá, 1994, 114 p.

ECOPETROL. Seminario de Mecanismos de Contratación. Empresa Colombiana de Petroleos – Vice-Presidencia de Exploración Y Producción. Santafé de Bogotá. 1993.

_____. *Código de Petroleos y Recopilación de las Disposiciones Referentes a Hidrocarburos*. Santafé de Bogotá, 3^a ed., 1997. 1.136 p.

GALVIS MELO, A. y POSADA AMÉZQUITA, F. *Regalías y Participación en el Derecho de Petróleos*. Consolidated Eurocan Ventures Ltd, Santafé de Bogotá, 1997.

GARAY L., JORGE. *Descentralización, Bonanza Petrolera y Estabilización*. Santafé de Bogotá, Editorial FESCOL, noviembre de 1994, 263 p.

IBP/FGV. *A Nova Regulamentação da Indústria de Petróleo no Brasil*. Rio de Janeiro, 1996, 299 p.

INGEOMINAS. *Minerales Estratégicos para el Desarrollo de Colombia 1994-1995*. Ministerio de Minas y Energía, Instituto de Investigaciones en Geociencias, Minería Y Química. Santafé de Bogotá, 1997, 360 p.

_____. *Recursos Minerales de Colombia, Metales Preciosos y Minerales Metálicos*. Santafé de Bogotá, Tomo I. 2^a ed. Publ. Geol. Espec. n. 1.987, 563 p.

ISAZA, J. F. *Alternativas para la Nivelación y Determinación de un Precio de Liquidación de Regalías en la Exploración de Petróleo*. Santafé de Bogotá. Editorial Grindes Ltda, 1985, 68 p.

KRAUL, C. *Puede un Régimen Fiscal Severo Frenar el Meteórico Rumbo de Colombia Hacia su Prominencia Petrolera?* Oil & Gas Journal Revista Latinoamericana, enero 1997, v. 3, n.1.

LA NUEVA Política Petrolera. Carta Petrolera, (visitado 8/09/1999).
<http://www.ecopetrol.com.co/prin/review/carta/jul99/infor59.htm>

LEGISLACIÓN Petrolera Colombiana - Ecopetrol, (visitado 8/06/1998).
<http://www.ecp.com/esop/esopet/1996/legis>

LOMBADA, M. P. *Transferencia de Tecnología: Arma Eficaz para la Competividad, la Productividad y el Desarrollo de America Latina*. Boletín Estadístico de ACIPET. Santafé de Bogotá, sep-oct de 1995, p. 23-24.

LOMBANA, JORGE. *La Industria Petrolera en Colombia: Bonanza o Estancamiento*. Boletín Estadístico de ACIPET, Santafé de Bogotá, jun-jul 1996, p. 37-39.

LOS HIDROCARBUROS Liberan la Integración Economica en Latinoamerica: (visitado 14/09/98). <http://www.ecopetrolcom.co/review/carta/julio/panorama.htm>.

MARTINEZ ORTIZ, A. *Algunos Determinantes y Características de la Política Petrolera*. Boletín Estadístico de ACIPET, Santafé de Bogotá, enero 1998, p. 38-43.

MENA DE QUEVEDO, M. *Concepto de Regalías petroleras*. Empresa Colombiana de Petroleos. Editora Ecopetrol. Santafé de Bogotá, 1998, 70 p.

NUEVOS Descubrimientos: Hallan Crudo en el Alto y Medio Magdalena. Carta

Petrolera, (visitado 8/06/1998). <http://www.ecp.com/prin/review/carta/mar/panorama>

PETRÓLEO: Colombia Pierde Atrativo. Diario El País. (visitado 23/03/1999).
<http://207.87.9.41/hoy/periodico/Eco/A923N3.html/>

PROYECTO Año 2000. Ecopetrol. (visitado 2/02/1999).
<http://www.ecopetrol.com.co/ecep/y2k/infexti.htm>

QUEVEDO, NESTOR. *Aspectos Técnicos del Contrato de Asociación para la Exploración de los Hidrocarburos en Colombia*. Disertación de Maestría. Universidad Pontificia Bolivariana. Piedecuesta". 1993.

RUBIANO, O. et al. *Modelo Estructural en la Subcuenca del Patia y su Implicación en la Acumulación de Hidrocarburos , Área: Exploración (Nuevos Enfoques)*. Ecopetrol, División de Exploración y Explotación, Instituto Colombiano del Petróleo, n. 81, Editora Instituto Colombiano del Petróleo-ICP. Bucaramanga, 178 p.

SANABRIA, L. *Estado Actual del Subsector de los Hidrocarburos, parte II*. Boletín Estadístico Mensual ACIPET. Santafé de Bogotá, marzo-abril de 1998, n. 3, p. 19-23.

UPME. *Estadísticas de hidrocarburos*. Ministerio de Minas y Energía, Unidad de Planeación Minero Energetica. Santafé de Bogotá, junio, 1998.

_____. *Normatividad del Sector Minero*. Ministerio de Minas y Energía, Unidad de Planeación Minero Energetica. Santafé de Bogotá, D.C., 1997, 600 p.

WERTHEIM, HOWARD. *En Aguas Profundas de Brasil Fija Petrobras sus Objetivos de E&P*. Rio de Janeiro. Gas Journal Revista Latinoamericana, 1996. v.2, n.10.

_____. *Liberación Inaugura una Nueva era de la Industria Petrolera Brasileña*. Rio de Janeiro. Gas Journal Revista Latinoamericana, 1998. v.4, n.5.

Anexo 1

CONTRATOS EM DESENVOLVIMENTO EM DEZEMBRO DE 1996

	POÇO	COMPANHIA	CONTRATO	ÁREA CONTRATADA ha	RESULTADO FINAL
1	BALCON-10	HOCOL	PALERMO	1.073	Produtor
2	BUENOS AIRES-17	BP	TAURAMENA	15.516	Produtor
3	BUENOS AIRES-19	BP	TAURAMENA	15.472	Produtor
4	BUENOS AIRES-20	BP	TAURAMENA	16.190	Produtor
5	BUENOS AIRES-21	BP	TAURAMENA	15.979	Produtor
6	BUENOS AIRES-22	BP	TAURAMENA	15.421	Produtor
7	BUENOS AIRES-23	BP	TAURAMENA	15.750	Produtor
8	BUENOS AIRES24	BP	TAURAMENA	15.407	Produtor
9	BUENOS AIRES-26	BP	TAURAMENA	15.000	Produtor
10	BUENOS AIRES-WP1	BP	TAURAMENA	10.605	Água
11	CAÑO VERDE-5	Occidental	CRAVO NORTE	8.570	Seco
12	CAÑO YARUMAL-11	Occidental	CRAVO NORTE	7.825	Produtor
13	CAÑO YARUMAL-12	Occidental	CRAVO NORTE	7.900	Produtor
14	CAÑO YARUMAL-14	Occidental	CRAVO NORTE	7.850	Produtor
15	CAÑO YARUMAL-15	Occidental	CRAVO NORTE	8.060	Produtor
16	CAÑO YARUMAL-16	Occidental	CRAVO NORTE	8.009	Produtor
17	CAÑO YARUMAL-17	Occidental	CRAVO NORTE	8.078	Produtor
18	CASTILLA-22	CHEVRON	CUBARRAL	7.450	Produtor
19	CASTILLA-23	CHEVRON	CUBARRAL	7.500	Produtor
20	CUPIAGUA H-11	BP	SAN ATALAYAS	17.091	Produtor
21	CUPIAGUA E-10	BP	SAN ATALAYAS	18.926	Produtor
22	CUPIAGUA-Q6	BP	SAN ATALAYAS	15.936	Produtor
23	CUPIAGUA-U9	BP	SAN ATALAYAS	17.600	Produtor
24	CUSIANA-K10	BP	SAN ATALAYAS	15.373	Produtor
25	CUSIANA-R9	BP	SAN ATALAYAS	15.497	Produtor
26	CUSIANA-V8	BP	SAN ATALAYAS	15.312	Produtor
27	CHCHIMENE-13	CHEVRON	CUBARRAL	8.800	Produtor
28	CHCHIMENE-14	CHEVRON	CUBARRAL	8.800	Produtor
29	CHCHIMENE-15	CHEVRON	CUBARRAL	8.800	Produtor
30	CHUCHUPA-15	TEXAS	GUAJIRA	8.560	Produtor
31	CHUCHUPA-16	TEXAS	GUAJIRA	8.263	Produtor
32	CHUCHUPA-17	KELT	GUAJIRA	7.900	Produtor
33	LA GLORIA N-02	KELT	CASANARE	13.800	Injeção
34	LA GLORIA N-05	KELT	CASANARE	13.059	Seco
35	LA GLORIA -07	KELT	CASANARE	14.080	Produtor
36	LA GLORIA -08	OCCIDENTAL	CASANARE	14.100	Produtor
37	LA YUCA -68	OCCIDENTAL	CRAVO NORTE	8.065	Produtor
38	LA YUCA -69	OCCIDENTAL	CRAVO NORTE	7.880	Produtor
39	LA YUCA -70	OCCIDENTAL	CRAVO NORTE	7.800	Produtor
40	LA YUCA -71	OCCIDENTAL	CRAVO NORTE	7.800	Produtor
41	LA YUCA -72	OCCIDENTAL	CRAVO NORTE	7.745	Produtor
42	LA YUCA -73	OCCIDENTAL	CRAVO NORTE	7.745	Produtor
43	LA YUCA -74	OCCIDENTAL	CRAVO NORTE	7.950	Produtor
44	LINDA -4	ARGOSY	SANTANA	9.162	Produtor
45	LOS MANGOS -50	PETROBRAS	HOBO	356	Injeção
46	LOS MANGOS -51	PETROBRAS	HOBO	3.413	Injeção
47	LOS MANGOS -52	PETROBRAS	HOBO	3.538	Injeção

	POÇO	COMPANHIA	CONTRATO	ÁREA CONTRATADA	RESULTADO FINAL
				ha	
48	LOS MANGOS -53	PETROBRAS	HOBO	2.942	Injeção
49	MATANEGRA 22	OCCIDENTAL	CRAVO NORTE	7.800	Produtor
50	RIO CEIBAS -11	PETROBRAS	CAGUAN	4.270	Produtor
51	RIO CEIBAS -12	PETROBRAS	CAGUAN	4.587	Produtor
52	RIO CEIBAS -13	PETROBRAS	CAGUAN	4.800	Produtor
53	RIO CEIBAS -6	PETROBRAS	CAGUAN	4.710	Produtor
54	RIO CEIBAS -7	PETROBRAS	CAGUAN	5.170	Produtor
55	RIO CEIBAS -9	PETROBRAS	CAGUAN	4.207	Produtor
56	SAN FRANCISCO 109	HOCOL	PALERMO	3.130	Produtor
57	SAN FRANCISCO 120	HOCOL	PALERMO	3.281	Produtor
58	SAN FRANCISCO 40	HOCOL	PALERMO	3.655	Produtor
59	SAN FRANCISCO 75	HOCOL	PALERMO	5.645	Produtor
60	SAN FRANCISCO 77	HOCOL	PALERMO	4.010	Produtor
61	SAN FRANCISCO 83	HOCOL	PALERMO	3.940	Produtor
62	SAN FRANCISCO 85	HOCOL	PALERMO	3.706	Produtor
63	SAN FRANCISCO 89	HOCOL	PALERMO	3.732	Produtor
64	PURIFICACIÓN -4	LASMO	ESPINAL	5.800	Seco
65	TOROYACO -4	ARGOSY	SANTANA	9.455	Produtor
	BUENOS AIRES 25	BP	TAURAMENA	16.200	Perfuração
	BUENOS AIRES 27	BP	TAURAMENA	12.950	Perfuração
	BUENOS AIRES 28	BP	TAURAMENA	6.880	Perfuração
	CUPIAGUA -2ST	BP	SAN ATALAYAS	15.960	Perfuração
	CUPIAGUA -K12	BP	SAN ATALAYAS	17.590	Perfuração
	CUPIAGUA -U13	BP	SAN ATALAYAS	17.038	Perfuração
	CUPIAGUA -H15	BP	SAN ATALAYAS	14.182	Perfuração
	CUPIAGUA -2SE14T	BP	SAN ATALAYAS	13.182	Perfuração
	CUSIANA -12	BP	SAN ATALAYAS	2.243	Perfuração
	BAOLCON-9	HOCOL	PALERMO	11.155	Perfuração
	MORICHAL -4ST	KELT	CASANARE	15.247	Perfuração
	PURIFICACIÓN-4	LASMO	ESPINAL	5.800	Perfuração
	TOTAL			734.272,50	

Fonte: Ecopetrol, Petroleum Industry Statistics, 1996, , 19 ed, p.47-48,

Anexo 2

DISTRIBUIÇÃO DA PRODUÇÃO NACIONAL DE ÓLEO CRU (milhões de barris)

ANO	ECOPETROL				COMPANHIAS PRIVADAS			PAIS TOTAL	VARIACÃO ANUAL
	DIRETA	ASSOCIADA	TOTAL	% PAIS	ASSOCIADA	CONCESSÃO	TOTAL		
1980	70,3	4,2	74,5	59,8	5,5	44,6	50,1	124,6	0,9
1981	68,5	5,8	74,3	55,5	6,5	53,0	59,5	133,8	7,4
1982	68,0	7,0	75,0	52,9	7,8	58,9	66,7	141,7	5,9
1983	69,3	9,6	78,9	51,9	10,6	62,6	73,2	152,1	7,3
1984	69,6	16,1	85,7	51,3	15,7	65,6	81,3	167,0	9,8
1985	68,5	22,2	90,7	51,4	18,8	67,0	85,8	176,5	5,7
1986	73,3	95,5	168,8	55,9	66,9	66,4	133,3	302,1	71,2
1987	79,5	144,2	223,7	58,1	99,5	62,1	161,6	385,3	27,5
1988	80,7	138,7	219,4	58,5	95,7	59,7	155,4	374,8	(2,7)
1989	83,3	155,8	239,1	59,1	106,8	58,5	165,3	404,4	7,9
1990	87,5	175,4	262,9	59,8	119,4	57,2	176,6	439,5	8,7
1991	83,9	171,9	255,8	60,1	116,3	53,5	169,8	425,6	(3,2)
1992	90,7	181,4	272,1	62,1	120,9	45,4	166,3	438,4	3,0
1993	93,7	194,2	287,9	63,5	129,5	35,9	165,4	453,3	3,4
1994	95,5	196,9	292,4	64,4	131,3	30,3	161,6	454,0	0,2
1995	112,5	276,0	388,5	66,4	184,0	12,4	196,4	584,9	28,8
1996	115,7	297,3	412,9	65,9	198,2	15,2	213,3	626,3	7,1

Fonte: Ecopetrol, Petroleum Industry Statistics 1996, 19 ed.

Anexo 3

O CONTRATO DA CONCESSÃO DE DE MARES

Os subscritos, a saber: Modesto Garcés, ministro de Obras Públicas, devidamente autorizado pelo excelentíssimo senhor Presidente da República, em nome do Governo, e Roberto De Mares, em seu próprio nome, por outra parte, que se denominará concessionário, têm celebrado a seguinte contrato:

ARTIGO 1º: O Concessionário compromete-se a organizar um sindicato ou companhia, com capital suficiente para a exploração em grande escala dos poços ou fontes de petróleo que encontram-se nos terrenos desocupados da nação compreendidos dentro dos seguintes limites: desde a desembocadura do rio Sogamoso no rio Magdalena, este rio águas acima até a desembocadura do rio Casanare, este rio águas acima até encontrar o pé da cordilheira Oriental e de ali seguindo pelo pé da cordilheira, até encontrar o rio Sogamoso, e este rio águas abaixo até o primeiro limite citado,

ARTIGO 2º: O presente contrato durará pelo prazo de trinta anos que começarão a contar-se desde a data em que se iniciem os trabalhos de exploração,

ARTIGO 3º: O Concessionário compromete-se a empregar o capital de que trata o artigo 1º, na extração de petróleo cru, e refiná-lo e separar seus componentes, dando-o ao consumo do país a um preço que lhe permita fazer concorrência ao que importa-se do Europa e Estados Unidos,

ARTIGO 4º: O Concessionário se obriga a dar ao Governo quinze por cento (15%) do produto liquido de toda a produção, por semestres vencidos, Para tal efeito o Governo, por meio de um agente ou comissionado especial, poderá examinar as contas da empresa,

ARTIGO 5º: O Concessionário fica obrigado a iniciar os trabalhos até dezoito meses depois de que o presente contrato seja aprovado, ficando caducado este se vencido o prazo não se o fizer,

ARTIGO 6º: O Governo obriga-se a permitir a extração do petróleo nos terrenos de propriedade da nação delimitados no Artigo 1º por conta do Concessionário ou de quem seus direitos represente; e não conceder igual permissão durante o tempo do contrato para que outra pessoa ou companhia estabeleça trabalhos da mesma natureza dentro dos limites demarcados pelo citado Artigo 1º

ARTIGO 7º: Para todos os efeitos legais declara-se obra de utilidade publica a exploração a que refere-se este contrato, e em virtude disso o Concessionário gozará de todos os direitos e ações que conceda as leis às empresas desta classe,

ARTIGO 8º: O Governo compromete-se a não gravar com direitos de exploração nem outros, o petróleo que se extraia em virtude do presente contrato,

ARTIGO 9º: O Governo compromete-se a dar ao Concessionário, ou a quem seus direitos represente, uma vez estabelecida a empresa, mil (1000) hectares de terras desocupadas por cada uma das primeiras cinco fontes de poços de petróleo que coloque em exploração; fontes entre as quais figuram com os nomes de La Llana e Hospital as descobertas pelo Concessionário,

PARAGRAFO ÚNICO: A adjudicação de terras vazias de que trata este artigo se fará de acordo com as disposições sobre a matéria e o custo de medição e delimitação ficará a cargo do Concessionário,

ARTIGO 10: As concessões a que referem-se o presente contrato são entendidas que se outorgaram em quanto não constituíam interesses ou direitos já adquiridos,

ARTIGO 11: O presente contrato poderá ser transferidos, com prévia permissão do Governo, ao indivíduo ou companhia que o Concessionário bem entender; mas em nenhum caso podará verificar-se em favor de Governo ou nação estrangeira,

ARTIGO 12: Em caso que o transferência faça-se em favor do indivíduo ou companhia estrangeira, será condição indispensável que o concessionário aceite em todas suas partes o disposto no artigo 15 da Lei 145 de 1888, "Sob estrangeiros e naturalização", cujas disposições deverão ser incorporadas na correspondente escritura de cessão,

ARTIGO 13: Vencido o termo deste contrato, poderá ser prolongado segundo a vontade das partes, pelo tempo que estime-se conveniente,

ARTIGO 14: O presente contrato requer para sua validade a aprovação do Honorável Conselho de Ministros e do Excelentíssimo Senhor Presidente da República,

Em fé do exposto se assinam dois exemplares de um mesmo teor; em Bogotá a vinte e oito de novembro de mil novecentos e cinco, Modesto Garcés e Roberto De Mares,

Anexo 4

ATA DA REVERSÃO DA CONCESSÃO DE DE MARES

“No centro da jurisdição do Município de Barrancabermeja, do Departamento de Santander, República da Colômbia, sendo doze horas da noite de 25 de agosto de 1951, se reuniram os senhores Manuel Carvajal, Ministro de Fomento em representação da nação ou República da Colômbia, autorizado pelo excelentíssimo senhor Presidente da República; Juan Jose Turbay, membro do Conselho Nacional de Petróleos, comissionado para este ato por dita entidade; Edward C, Borrego, na condição de Procurador Geral da *Tropical Oil Company em Colômbia* e em representação dela, e Guillermo Pardo Vanegas, procurador legal da mesma companhia, Na data e hora indicada, o senhor Edward Borrego em sea condição já referia, declara solenemente que por cumprir-se em tal momento o termino dos 30 anos de duração do contrato de transferência da concessão de De Mares, celebrado em 25 de agosto de 1919, entre o Governo da Colômbia, a *Tropical Oil Company* e o senhor Roberto De Mares, que consta na escritura pública número 1329 outorgada na mesma data ante o cartório terceiro de Bogotá, e por conseguinte devendo verificar-se também neste momento a reversão de que trata o aludido contrato e a sentença da honorável Corte Suprema de Justiça, com data de 20 de setembro de 1944, faz entrega nessa hora, a titulo do Governo da República, para a nação colombiana, representada para tal efeito pelo senhor ministro de Fomento, de todos os bens objeto da referida reversão existentes na atualidade dentro do área compreendida por dito contrato. Em seguida, o senhor Manuel Carvajal, na condição já referida, declara solenemente que recebe para a nação colombiana e a sua satisfação, todos os bens cartoriais da reversão, e que aparecem enunciados no anexo que agrega-se a esta ata. Tanto que os representantes da nação, como os da *Tropical Oil Company*, manifestam em nome destas entidades, sua concordância pela maneira legal com que ambas as partes têm executado o contrato e pela forma eqüitativa e amistosa como têm procedido durante seu desenvolvimento e terminação, cumprindo-se assim os objetivos e finalidades que aquelas propuseram-se ao celebrá-lo. Em conseqüência, assina-se a presente ata pelos que nela têm intervindo, em triplo exemplar, ante quatro testemunhas e em lugar e data que se deixam mencionados. Ministro de Fomento, Manuel Carbajal, Ministro, *Tropical Oil Company*, Edward C, Borrego, procurador do Conselho Nacional de Petróleos, Juan José Turbay, Comissionado da *Tropical Oil Compay (sic)*, Guillermo Prado Vanegas, Chefe do Departamento Legal, Testemunhas Bernardo Arango, S,J., C, de C, No 1,119,333 de Bogotá, Tenente Coronel Antonio Convers, C, de C, No, 00142 de Minguerra, Gabriel Cuervo Araoz, C, de C, No, 603,815 de Barranca, Gilberto De la Piña, C, de C, No, 2,156,018 de Barrancabermeja.”

Anexo 5

DEFINIÇÃO E CRITÉRIOS DE APLICAÇÃO DO FATOR R

O Fator "R" se define com os seguintes parâmetros:

$$R = \frac{IA}{ID + (A-B) + \text{Alfa } C + G,O,}$$

Onde:

IA: Investimentos acumulados da associada: É o valor dos investimentos correspondente ao volume da produção acumulada de hidrocarbonetos da associada, depois do pagamento dos *royalties* ao preço de referência acordado entre as partes.

ID: Investimentos em desenvolvimento acumulados.

A: Custos diretos acumulados dos poços de exploração produtores comerciais.

B: Reembolso acumulado dos sócios diretos dos poços de exploração produtores comerciais.

Alfa: Fração dos custos diretos dos poços exploratórios secos (máximo 50%).

C: Custos diretos de perfuração dos poços de exploração secos.

GO: Gastos de operação acumulados da associada.

CRITÉRIOS DE APLICAÇÃO DO FATOR R

DISTRIBUIÇÃO DA PRODUÇÃO DEPOIS DOS ROYALTIES		
FATOR "R"	ASSOCIADA	ECOPETROL
0,0 a 1,0	50	50
1,0 a 2,0	50/R	(100-50)/R
2,0 ou mais	25	75

Nota: O fator R se aplica se a produção acumulada do contrato alcança os 60 Mb ou se o fator passa de 1,8,

Anexo 6

CONTRATOS VIGENTES EM 31 DE DEZEMBRO DE 1997

	CONTRATO DE ASSOCIAÇÃO	PARTICIPANTES	BACIA	ÁREA (ha)
1	LAGUNA	OXY/ALEJANDRA	COR	151.200
2	LANCEROS	BRASPETRO/PLUSPETRO	COR	197.515
3	SOAPAGA	REPSOL,CO	COR	185.500
4	FARALLONES	TRINITY	CAPA	147.418
5	LAS VENTANAS	AMOCO	CAT	312.950
6	LOS TOCHES	COPLEX	CAT	50.100
7	MARACAS	COPLEX	CERA	90.440
8	GUAJIRA	TEXPET	GJRA	77.765
9	ALCARAVAN	HARKEN/HUFFCO	PO	86.632
10	ARAUCA	BRASPETRO	PO	16.074
11	CANO CARANAL	AMOCO/ANDEX/HERITAGE/AMPOLEX	PO	100.735
12	CANO LA HERMOSA-1	CMSNOME CO	PO	1.375
13	CARCEVO	HOCOL	PO	26.122
14	CAPACHOS	ARCO	PO	40.243
15	CASANARE	KELT /L,L & E,/ HOMCOL/ HOCOL	PO	50.112
16	COROCORA	KELT/HOCOL	PO	26.412
17	CRAVO NORTE	OXY/SHELL	PO	26.666
18	CUBARRAL	CHEVRON	PO	19.202
19	ESTERO	KELT/HOMCOL/HOCOL	PO	22.234
20	GALERON	CHEVRON	PO	67.422
21	GARCERO	KELT / HOMCOL/ HOCOL	PO	26.122
22	LLANOS-10	KELT/L,L& E,	PO	297.746
23	LLANOS-17	MOHAVE/AMPOLEX/HERITAGE	PO	87.467
24	LLANOS-7	ESSO	PO	58.096
25	LLANOS-9	TOTAL	PO	123.218
26	MARADORES	HARKEN	PO	12.939
27	OROCUE	KELT/HOCOL	PO	10.970
28	PIEDEMONTE	BP	PO	287.404
29	PIEDEMONTE OCCIDENTAL	BP	PO	114.025
30	PIRIRI	COPLEX/TETHYS/TRUNSECTOR/DRAS	PO	25.208
31	RECETOR	BP/INAQUIMICAS/PRESSAG EN,	PO	56.854
32	RIO BLANCO	CHEVRO/POIC	PO	47.403
33	RIO CHITAMENA	BP/TOTAL/TRITON	PO	4.681
34	RIO META-1	BRASPETRO/HOCOL	PO	10.664
35	RIO PLANAS	CASA INGLESA	PO	194.029
36	RONDON	OXY/SHELL	PO	10.056
37	SAMORE	OXY/COPECO/SHELL	PO	208.934
38	SANTIAGO DE LAS ATALAYAS-1	BPTRITON/TOTAL	PO	26.644
39	TAPIR	HERITAGE/AMPOLEX	PO	94.138
40	TAURAMENA	BP/TRITON/TOTAL	PO	14.670
41	UPIA A,B Y C	LASMO	PO	26.639
42	VUELTA REDONDA	ESMALDA	PO	135.035
43	CAPIRO	MOECO/ARGOSY/NEO ENERGY	PUT	170.468
44	FRAGUA	ARGOS/NEO ENERGY	PUT	13.109
45	PARAMO OESTE	CANADIAN	PUT	126.090

	CONTRATO DE ASSOCIAÇÃO	PARTICIPANTES	BACIA	ÁREA (ha)
46	PARAMO OESTE	CANADIAN	PUT	106.648
47	RIO PUTUMAYO	RAM	PUT	13.000
48	SANTANA	NEO ENERGI	PUT	34.782
49	TIRIMANI	CITY	PUT	1.375
50	YURUYACO	ARGOSY/NEO ENERGY	PUT	15.653
51	CHIMICHAGUA	GEO POZOS	VIM	80.975
52	MANANGUE	LASMO	VIM	8.356
53	ARMERO	PETROMINEROS	VMM	4.990
54	BOCACHICO	HARKEN	VMM	77.644
55	BOLIVAR	HARKEN	VMM	103.315
56	CASCAJALES	AMOCO	VMM	185.670
57	COCORNA	OMIMEX/SABA	VMM	4.828
58	EL PIÑAL	TRC/DEMIMEX	VMM	28.785
59	GUAYABO	TRC/DEMIMEX	VMM	591.886
60	LAGUNILLAS	IN TRAPTICAS	VMM	4.603
61	LAGUNILLAS	AIPCC/CASA INGLESA	VMM	80.636
62	LA MIEL	DORAAL	VMM	91.707
63	LAS AMELIAS	TRC/DEMIMEX	VMM	132.605
64	LAS QUINCHAS	GEO POZOS	VMM	134.355
65	LEBRIJA	PETRONOR/SCIMITAR	VMM	206
66	NARE	OMIMEX/SABA	VMM	16.502
67	OPON	AMOCO/OPON/HONDO	VMM	25.022
68	PUERTO BOYACA	TEXPET	VMM	119.606
69	PULI	AIPCC/PETRONOR	VMM	13.301
70	RIO NEGRO	TEXPET	VMM	132.833
71	TISQUIRAMA	PETRONOR/PETROSANT, COL	VMM	14.801
72	TORCORAMA	PLUSPETRO CO	VMM	116.210
73	ABANICO	EXPL, NOMECO	VMM	101.852
74	APULO	PETRONOR	VSM	23.407
75	ARRAYANES	BRASPETRO	VSM	33.344
76	ATAQUIRA	OXY	VSM	184.912
77	BANBUCO	L,L,&E	VSM	42.114
78	BUQUERON	LASMO/OXY	VSM	98.099
79	CAGUAN	BRASPETRO/TOTAL/SIPETROL	VSM	6.756
80	CAMBULOS	HARKEN	VSM	120.663
81	CHAPARRAL	HOCOL	VSM	5.654
82	CHIPALO	GEO POÇOS/KAPPA	VSM	51.566
83	CUCUANA	GEO POZOS	VSM	46.766
84	DINDAL	GHK/PETROLINSON/ESMERALDA/CM	VSM	26.155
85	ESPINAL	LASMO	VSM	51.780
86	GAITANAS	TOTAL	VSM	72.028
87	GUABINA	INDEPENDENCE	VSM	19.327
88	GUADUALES	CONOCO	VSM	16.100
89	GUADUALES	TEXPET	VSM	65.100
90	HOBO	BRASPETRO/TOTAL	VSM	7.785
91	HUILA	PETROLCOL	VSM	8.121
92	HUILA- NORTE	SIPETROL	VSM	47.900
93	MATAMBO	ESMERALDA	VSM	7.748

	CONTRATO DE ASSOCIAÇÃO	PARTICIPANTES	BACIA	ÁREA (ha)
94	PAGUEY	KAPPA	VSM	22.085
95	PALERMO	HOCOL	VSM	17.755
96	PATALO	HOCOL	VSM	23.214
97	RIO BACHE	HOCOL	VSM	5.599
98	RIO Seco	GHK	VSM	17.465
99	RIVIERA	TOTAL	VSM	27.646
100	SAN JACINTO	SAN JORGE	VSM	116.711
101	SAN LUIS	HOCOL/TRITON	VSM	3.174
102	VERGELES	HOCOL	VSM	29.493
103	TOLIMA	HOCOL/TRITON	VSM	7.561
104	PATILLAL	GEOMET	CERA	100.000

Fonte: Ecopetrol, Petroleum Industry Statistics 1996, 19 ed, p, 31-32,

* Estadísticas de la Indústria Petrólera 1997, ed. 27-30

	CONTRATO	PARTICIPANTES	BACIA	ÁREA (ha)
	PARTICIPAÇÃO DE RISCO			122.276
1	RUBIALES	COPLEX/TWTHYS/TURNSECTOR/DAYS	PO	35.714
2	SANTANA	ARGOSY/NEO ENERGY	PUT	34.782
3	ESPINAL	LASMO/CMSNOMECCO INC	VSM	51.780
	ESPECIAL			17.419
1	MAMAONAS	PETROSNAT, COL	VMM	1.742
	RISCO COMPARTILHADO			39.050
1	TOCORAGUA	JAPAN	PO	22.200
2	TROYANO	CANADIAN	PUT	16.850
	TOTAL (Sem incluir avaliação técnica)			7.204.805

Fonte: Ecopetrol, Petroleum Industry Statistics 1996, ECOPETOL, 19 ed. P, 32

* Estadísticas de la Indústria Petrólera 1997, ed. 27-30

Anexo 7

INVESTIMENTOS NOS CONTRATOS DE ASSOCIAÇÃO (100% DO INVESTIMENTO)

ANO	Número de Poços	*Sísmica 2D km	Perfuração Exploração	Exploração Superfície	Total Exploração	MILHÕES DE DÓLARES	
						Invest. em Desenvolv.	Total
1977	9	6763	14,40	9,70	24,10	18,60	42,70
1978	13	5796	41,00	12,00	53,00	26,86	79,86
1979	16	7552	92,00	18,40	110,40	32,67	143,07
1980	31	4924	139,40	17,30	156,70	17,50	174,20
1981	44	8108	176,40	51,50	227,90	37,16	265,06
1982	61	5007	200,50	39,10	239,60	69,81	309,41
1983	30	2440	85,90	11,70	97,60	91,67	189,27
1984	33	6640	68,00	34,00	102,00	77,43	179,43
1985	52	11218	146,00	59,70	205,70	586,04	791,74
1986	36	7981	53,02	54,65	107,67	621,20	728,87
1987	48	4199	80,46	30,38	110,84	90,99	201,83
1988	61	6765	104,06	50,00	154,06	112,78	266,84
1989	58	6863	102,20	40,30	142,50	129,46	271,96
1990	58	5066	107,73	36,49	144,22	121,81	266,03
1991	44	3067	112,89	31,83	144,72	136,22	280,94
1992	36	5694	267,63	68,73	336,36	118,06	454,42
1993	31	5029	252,26	53,03	305,29	360,92	666,21
1994	26	1032	166,60	18,20	184,80	521,00	705,80
1995	13	1554	214,40	56,10	270,50	750,84	1021,34
1996	21	1527	172,49	63,01	235,5	1134,26	1369,76

*Sísmica 2D: terrestre e marítima

Fonte: Ecopetrol, Petroleum Industry Statistics, 19 ed. p. 51

Anexo 8

INVESTIMENTOS DA ECOPETROL

MILHÕES DE DÓLARES

ANOS	CUSIANA CUPIAGUA	OPERAÇÃO ASSOC,	E & P	REFINO	TRANS- PORTE	INVESTI- GAÇÃO	PLAN GÁS	*OUTROS	TOTAL
1982		29,04	123,15	55,74	96,96			1,31	306,19
1983		22,99	97,51	44,14	76,77			1,04	242,45
1984		42,51	117,02	26,90	63,64			1,25	251,32
1985		381,02	130,57	19,55	78,37			7,07	616,57
1986		244,90	132,93	28,59	74,84	0,53		4,62	486,41
1987		0,69	0,08	0,37	0,67	0,01		0,05	1,87
1988		49,74	169,81	41,68	135,20	3,17		10,74	410,35
1989		57,06	133,37	51,08	77,24	6,07		4,62	329,45
1990		69,23	82,04	54,48	36,26	4,96		3,39	250,37
1991		74,85	66,12	64,02	24,29	3,65		4,99	237,93
1992		60,80	78,78	73,92	136,76	6,92		96,62	453,79
1993	412,55	733,20	53,77	173,03	99,72	7,31		13,24	1.492,80
1994	153,05	45,31	29,20	146,00	153,05	5,13		18,03	549,76
1995	505,27	64,09	48,30	89,17	165,33	2,16	111,84	20,13	1.006,29
1996	289,06	93,20	123,64	110,71	95,39	3,48	102,85	375,10	1.193,44
1997	626,29	89,08	73,11	153,87	108,93	5,40	46,75	65,18	1.168,61

Outros (1996): Inclui Ocensa, capitalização, taxas de leasing, fundo de aponsetadoria e outros.

Fonte: Ecopetrol, Petroleum Industry Statistics, 19 ed., p. 99

* Ocensa é um complexo de rede de oleodutos para escoar o petróleo de Cusiana e Cupiagua.

Anexo 9. ROYALTIES E TRANSFERÊNCIAS AO ESTADO (milhões de dólares)

ANOS	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
ROYALTIES	50,69	50,29	81,27	153,22	161,53	249,89	345,99	283,13	294,95	322,21	345,58	455,06	549,83	460,18
PAGO DE IMPOSTOS														
Imposto de Renda		-	2,80	95,59	63,55	73,29	67,70	162,07	79,62	47,49	87,94	39,08	70,34	198,25
Imposto de importação		65,27	18,03	27,41	38,63	40,44	43,43	47,05	29,89	29,11	17,53	16,00	22,67	29,24
Imposto de Produção								34,96	28,18	64,08	76,83	102,86	153,76	124,65
Outros					3,43	5,78	6,85	8,04	9,23	14,23	19,67	22,72	21,27	23,55
Total Impostos		65,27	20,83	123,00	105,61	119,51	117,98	252,12	146,92	154,92	201,97	180,65	268,04	375,68
PAGO DE DIVIDENDOS														
Ministerio de Obras					30,39	37,35	37,34	35,90		37,98				
Outros							69,33	49,54						
Governo Central								56,88	121,95	136,76	167,21	196,43	215,05	172,39
Total Dividendos					30,39	37,35	106,67	142,32	121,95	174,74	167,21	196,43	215,05	172,39
Subsídios e Aportes														
Importação de gasolina	45,42	103,37	27,55	46,01	72,35	94,47	154,10	134,26	96,54	52,87	22,38	65,75	125,21	88,14
Cocinol	17,25	12,68	16,27	21,48	20,57	22,02	27,33	24,32	16,58	8,95	1,96	1,58	1,56	1,34
JP vôos nacionais	3,85	3,39	0,58	8,32	7,54	6,46	22,74	15,17	0,74					
Gas Natural Guajira	22,04	43,07	17,29	10,68	7,85	4,72	2,15	3,28						
Transporte de produtos	1,99	2,03	1,58	1,72	1,84	1,53	1,15	1,03	0,29	0,46	0,65	1,10	6,17	7,01
Electrificadoras	53,03	36,21	31,76	32,40	33,33	30,53	34,15	40,01	40,50	42,24	35,18	27,55	15,44	5,21
Resurgir			23,06	20,86	16,38		4,04							
Total Sub, e Aportes	143,59	200,74	118,09	141,47	159,86	159,75	245,67	218,06	154,65	104,52	60,16	95,98	148,38	101,69
Transferências														
Imposto de Venda	60,49	46,09	40,37	40,17	43,95	39,42	44,17	73,13	81,24	113,53	139,80	134,54	154,16	142,40
Imposto Vial	272,72	221,14	213,45	189,56	235,64	240,37	248,40	302,08	363,92	400,36	494,50	477,97	801,99	637,55
Imposto Descentralizado										46,18	92,78	108,92	31,12	0,02
Imp.comsumo gasolina	1,34	1,95	2,38	1,37	1,33	1,41	1,62	1,97	2,04	2,44	2,90	2,78		
Outras													54,47	56,88
Total Transferências	334,55	269,18	256,20	231,10	280,91	281,21	294,19	377,18	447,20	562,51	729,98	724,21	1,041,74	836,95
TOTAL	528,83	585,48	476,39	648,79	738,30	847,72	1,110,51	1,272,81	1,165,67	1,318,90	1,504,91	1,652,33	2,223,04	1,946,90

Fonte: Ecopetrol, Petroleum Industry Statistics, 1996, 19 ed. p. 98

Anexo 10

PRODUÇÃO NACIONAL DE ÓLEO E CONDENSADO NO BRASIL

ANO	ÓLEO E CONDENSADO				TOTAL
	TERRA		MAR		
	QUANTIDADE	%	QUANTIDADE	%	
1954	3	100			3
1955	5	100			5
1956	11	100			11
1957	27	96,4	1	3,6	28
1958	51	98,1	1	1,9	52
1959	63	98,4	1	1,6	64
1960	78	96,3	3	3,7	81
1961	90	94,7	5	5,3	95
1962	84	92,3	7	7,7	91
1963	90	91,8	8	8,2	98
1964	84	92,3	7	7,7	91
1965	87	92,6	7	7,4	94
1966	107	92,2	9	7,8	116
1967	134	91,2	13	8,8	147
1968	151	93,8	10	6,2	161
1969	164	94,8	9	5,2	173
1970	156	95,1	8	4,9	164
1971	160	93,6	11	6,4	171
1972	157	94,6	9	5,4	166
1973	157	91,8	14	8,2	171
1974	153	86,4	24	13,6	177
1975	144	83,7	28	16,3	172
1976	134	80,2	33	19,8	167
1977	122	76,3	38	23,8	160
1978	117	73,1	43	26,9	160
1979	109	65,7	57	34,3	166
1980	107	58,8	75	41,2	182
1981	113	53,1	100	46,9	213
1982	119	45,8	141	54,2	260
1983	133	40,3	197	59,7	330
1984	149	32,3	313	67,7	462
1985	156	28,5	392	71,5	548
1986	167	29,1	406	70,9	573
1987	170	30	397	70	567
1988	180	32,4	375	67,6	555
1989	195	32,7	401	67,3	596
1990	189	29,9	443	70,1	632
1991	179	28,7	445	71,3	624
1992	186	29,6	442	70,4	628
1993	182	28,3	461	71,7	643
1994	180	26,9	488	73,1	668
1995	180	26	512	74	692
1996	198	25,3	586	74,7	784
1997	205	22,4	711	77,6	916

Fonte: Sistema Petrobras 96.

Anexo 11 INVESTIMENTOS DA PETROBRAS

Milhões de Dólares
Correntes

ANO	EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO	REFINO	TRANSPORTE	APORTES EM SUBSIDIARIAS	OUTROS	TOTAL
1954	2	10			2	14
1955	7	5	1		4	17
1956	15	4	1		8	28
1957	34	9			5	48
1958	33	17			3	53
1959	29	32	7		4	72
1960	32	39	39		9	119
1961	41	36	18		17	112
1962	53	40	18		12	123
1963	68	33	26		20	147
1964	61	31	27		14	133
1965	76	32	31		18	157
1966	89	32	37		31	189
1967	97	30	30		27	184
1968	93	25	34	6	25	183
1969	102	33	47		21	203
1970	128	90	56	7	42	323
1971	114	201	91	29	36	471
1972	142	138	103	30	62	475
1973	186	160	138	87	60	631
1974	279	398	205	116	38	1036
1975	406	536	382	80	54	1458
1976	544	462	322	76	92	1496
1977	656	367	438	118	66	1645
1978	899	320	358	127	108	1812
1979	1043	355	233	187	98	1916
1980	1326	177	137	158	73	1871
1981	2480	109	147	198	46	2980
1982	3494	141	225	382	54	4296
1983	2380	90	79	558	46	3153
1984	1540	39	66	321	19	1985
1985	1539	49	95	137	26	1846
1986	1786	66	149	205	35	2241
1987	2009	136	332	230	36	2743
1988	1430	234	378	167	53	2262
1989	1146	308	302	152	34	1942
1990	1306	184	231	117	23	1861
1991	1399	257	237	54	34	1981
1992	1585	291	302	148	24	2350
1993	1560	229	177	48	150	2164
1994	1562	214	273	55	186	2290
1995	1681	459	663		243	3046
1996	1726	675	425	5	251	3082
1997	1838	751	262		161	2755

Fonte: Sistema Petrobras 1996.