



***A REFORMA DO SETOR PETROLÍFERO
NA AMÉRICA LATINA:
ARGENTINA, MÉXICO E VENEZUELA***

**Eliana S. L. Fernandes
Joyce Perin Silveira**

março/1999

ÍNDICE

	Página
1. Introdução Geral	2
2. A Indústria do Petróleo na América Latina	5
3. Estudo de Casos	
3.1 Argentina	
3.1.1. Histórico	10
3.1.2. Processo de reestruturação	14
3.2 México	
3.2.1. Histórico	19
3.2.2. Processo de reestruturação	23
3.3 Venezuela	
3.3.1. Histórico	26
3.3.2. Processo de reestruturação	28
4. Comentários Finais	36
5. Bibliografia	41

1. Introdução

A tendência internacional à desregulamentação e promoção da competição nos países produtores de petróleo, tanto exportadores como importadores, tem causado mudanças significativas na organização industrial do setor: a crescente participação do Estado no setor petrolífero, desde fins da década de 20 até final dos anos 70, apresenta-se claramente retraída, com novos arranjos institucionais emergindo.

A atuação direta do Estado, através de empresas estatais de petróleo, está inserida dentro de uma lógica geral de intervenção na economia, tendo diversas motivações. Em muitos países, principalmente nos em desenvolvimento, como a Argentina e o México, a presença do Estado objetivava resguardar a indústria do petróleo exclusivamente do capital externo. Juntando-se a isto, a regulamentação do setor em seus primeiros anos de desenvolvimento se mostrou pouco eficaz, pela fragilidade das estruturas legislativas, em contra partida ao alto poder de barganha das empresas estrangeiras. O controle das riquezas nacionais e, com isso, a retenção da renda petrolífera, com a finalidade de promoção do desenvolvimento econômico, sempre foi uma tentação para os países produtores.

Além disso, outros fatores de natureza política como a autonomia nacional e a responsabilidade quanto ao abastecimento interno também influenciavam a presença do Estado no setor petrolífero.

Esse controle estatal que já vinha ocorrendo desde a 2ª Guerra Mundial, acentuou-se no momento pós primeiro choque de petróleo, em decorrência dos maiores lucros, tendo como conseqüência uma onda de nacionalizações, já anteriormente desenhada, nos principais países produtores como a Venezuela, Argélia, Arábia Saudita, Irã e Iraque.

Desta forma rompia-se nestes países a estrutura verticalmente integrada, (*majors*), considerada como fundamental para a rentabilidade da indústria do petróleo, até o final da década de 70¹, para um novo contexto, cujo domínio pertencia aos produtores de petróleo.

Entretanto, as novas políticas energéticas dos países importadores de petróleo (diversificação da importação, retração de demanda, substituição por diferentes energéticos), o desenvolvimento de novas reservas não-OPEP e a

Agradecimentos são feitos aos comentários e sugestões de Ivan de Araújo Simões.

¹ As companhias estatais detinham, no final da década de 70, 2/3 da produção mundial e mais de 2/3 das reservas mundiais de petróleo e gás natural (MORSE, 1994).

introdução de diferentes formas de comercialização de petróleo e derivados, deram ao setor um dinamismo, não mais possível de ser controlado pelos países produtores.

A partir dos anos 80, a nova indústria do petróleo internacional começou então a passar por mudanças estruturais, onde novos arranjos vêm sendo instituídos, envolvendo uma integração internacional entre os participantes da cadeia produtiva dentro de um contexto de globalização do setor e mudança do papel do Estado no desenvolvimento dos mercados. A lógica teórica dessa reestruturação esteve centrada na busca do aumento de eficiência dos setores e ampliação de suas atividades, desde que o novo contexto caracterizava-se pela intensificação da concorrência mundial.

Além do aspecto organizacional e institucional, os últimos anos consolidam uma mudança fundamental para a estrutura na indústria do petróleo: o desenvolvimento tecnológico, sobretudo no *offshore*, que, em um período curto, proporcionou grande aumento no número de campos de petróleo e gás e diminuição da renda diferencial apropriada pelos produtores de petróleo.

Todos estes aspectos levaram muitos países, não apenas os produtores, a uma revisão de seus códigos de minas, permitindo a entrada de capital privado, sobretudo o capital estrangeiro, em atividades até então reservadas exclusivamente ao Estado.

A reestruturação da indústria do petróleo se deu de forma diferenciada entre os países produtores. Pelas próprias especificidades jurídicas e históricas de cada país, a liberalização do setor tem se concretizado de maneiras distintas, desde a introdução de uma reforma regulatória, até pela privatização total da cadeia petrolífera.

Os novos arranjos se caracterizam, em sua maioria, pela redução da presença do Estado na cadeia produtiva do setor, que mesmo mantendo a empresa pública, utiliza-se de critérios comerciais nas operações destas empresas, como *bench marking*² e também a inserção de métodos de regulação orientados para o mercado, como as concessões a agentes privados.

As diferentes formas de reestruturação têm gerado resultados diferentes e também problemas distintos quanto à regulação imposta ao setor.

² Critério comercial que fixa a taxa de retorno mediante o cumprimento de metas pré-estabelecidas ou através de um índice de desempenho (Mansell, 1995).

Vale ressaltar que a necessidade de capital somada às condições de incerteza características desse novo processo, faz com que os acordos de parcerias tomem grandes proporções nessa reestruturação dos países. Esses acordos, além de significarem novas formas de organização das empresas, representam uma estratégia de penetração nos mercados e um instrumento eficaz ao acesso de tecnologias mais avançadas (Gonçalves, 1994).

Nessa nota técnica, pretendemos apresentar como tem se delineado esse processo de abertura e reestruturação do setor petrolífero na Argentina, México e Venezuela. Esses países foram selecionados por bem ilustrarem a diferenciação de caminhos no estabelecimento das reformas. Como assinalado acima, embora esses países ainda estejam passando pela abertura do setor ao capital privado, este processo se dá em ritmo e extensões diferenciados.

A Argentina, em sua reestruturação, ficou caracterizada como tendo adotado um modelo radical, privatizando toda a cadeia petrolífera, inclusive a empresa estatal YPF. Já a Venezuela, abriu ao capital privado, porém até o momento, mantém a empresa estatal PDVSA, embora o setor petroquímico já esteja em vias de privatização. Finalmente o México, que apesar de ter passado por uma reestruturação interna e reforma da empresa estatal PEMEX, ainda mantém grande parte da indústria como monopólio da nação, só permitindo o capital privado em parte do segmento petroquímico.

Para o cumprimento de nosso objetivo, o presente trabalho será composto por três partes, além da Introdução Geral. A primeira constará de uma caracterização da indústria petrolífera na América Latina. Na segunda, será apresentado um resumo do histórico da evolução da indústria do petróleo para os três países escolhidos. Finalmente, nas considerações finais, uma avaliação dos processos de reestruturação em cada país.

Em nenhum momento pretendemos esgotar a discussão relativa a esses três países, mantendo nossa análise dentro das informações por nós acessadas. Além disso, como o nosso objetivo consistiu em mostrar os diferentes arranjos institucionais formados nesse processo de reestruturação, não nos cabe julgar qual desses países melhor procedeu no movimento de reforma, à medida em que, por ora, os resultados só podem ser parcialmente analisados.

2. A Indústria do Petróleo na América Latina

Na América Latina, a indústria de petróleo iniciou-se liderada pelo capital privado. A participação do Estado no setor começa a se dar inicialmente na atividade de exploração e produção de petróleo, através de empresas estatais, organizadas anteriormente aos choques do petróleo da década de 70, como YPF (Argentina), em 1922; YPB (Bolívia), em 1937; PEMEX (México) em 1938; ENAP (Chile), em 1946; Ecopetrol (Colômbia), em 1951; Petrobras (Brasil), em 1953; CVP (Venezuela), em 1960; CEPE (Equador), em 1972 e outras.

Em todos os países, as reservas de petróleo e gás são propriedades do Estado, que pode, através da outorga de concessões, incorporar a empresa privada. A aplicação de outras formas jurídicas, diferentes do regime de concessões, como os contratos de partilha da produção, contratos de risco, contratos de produção e/ou de serviços, foram introduzidas ainda na década de 50, e, estão presentes até hoje em quase todos os países³.

A presença das companhias estatais nos anos 70 representavam um instrumento necessário para o desenvolvimento desta indústria. Em alguns países, as empresas estatais assumiram o monopólio da atividade, ficando com a responsabilidade de garantir o abastecimento interno, e mesmo, de ser o vetor de desenvolvimento econômico, industrial e tecnológico do país.

A partir dos anos 80, a situação mundial tornou-se bastante complexa, com baixos preços de petróleo, aumento das taxas de juros internacionais e conseqüentemente uma crise de endividamento externo. Esse quadro fez com que falhas no controle do Estado passassem a ser apontadas e, por sua vez, o questionamento do papel do Estado quanto à sua interferência na economia.

Apesar das marchas e contra marchas no processo de abertura da América Latina, dependendo da tendência do grupo em poder no Governo, no final da década de 80, iniciou-se o processo de abertura do setor de petróleo e gás, tanto no *upstream*, como no *downstream*.

Os diferentes caminhos para a política do setor petróleo entre os países latino-americanos também é uma conseqüência dos diferentes níveis de atividade que assume cada país (Quadros 1 e 2): nem todos os países são produtores de

³ Embora a existência de várias formas jurídicas, na realidade existem dois tipos principais, isto é, as concessões e a partilha de produção. A diferença significativa entre eles é a propriedade do petróleo. Na concessão, o óleo produzido pertence ao mercado. Na partilha da produção, o óleo é do Estado e o investidor recebe uma parte do óleo produzido (*profit oil*). As variações existentes são em relação aos termos do contrato e não quanto à sua forma.

petróleo, como por exemplo os países da América Central, outros são grandes exportadores, como a Venezuela e México e ainda, existem aqueles produtores-importadores, como o Brasil e Chile (Figura 1).

Além disso, o setor tem importância diferente em cada país, assim como as empresas estatais representam ou representaram significação diferente. Para a Venezuela, o setor petróleo é cerca de 25% do PIB, (MOMMER, 1998), já para o México, o peso para o setor não passa de 5%, apesar das exportações serem praticamente as mesmas das venezuelanas (NAVARRO,1998).

Porém, todos os países da América Latina têm um ponto em comum: passam atualmente por um processo de abertura e reestruturação, em diferentes graus, que vai da forte presença do Estado à incorporação do capital privado no setor de petróleo e gás.

Quadro1. Sistemas de organização e operação na indústria petrolífera no *upstream*

Controle predominante	Sistema Estatal predominante			Sistema misto com predomínio estatal	Sistema misto com predomínio privado	Sistema privado predominante
	Controle Central Fechado	Empresa com orientação comercial	Incorporação de terceiros com abertura limitada ou parcial	Incorporação de terceiros com ampla abertura	Mercado aberto autoregulado com presença da empresa estatal	Mercado aberto autoregulado sem presença da empresa estatal
UPSTREAM Contratos de concessão e licença				Brasil Colômbia	Peru	Argentina
Contratos de participação			Cuba	Equador	Bolívia Suriname TyT	Guatemala
Contratos de associação obrigatória			Chile	Colômbia		
Contratos de lucros e operação compartilhados			Venezuela			
Controle central fechado		Barbados México				

Fonte: IDEE/FB, set/1998

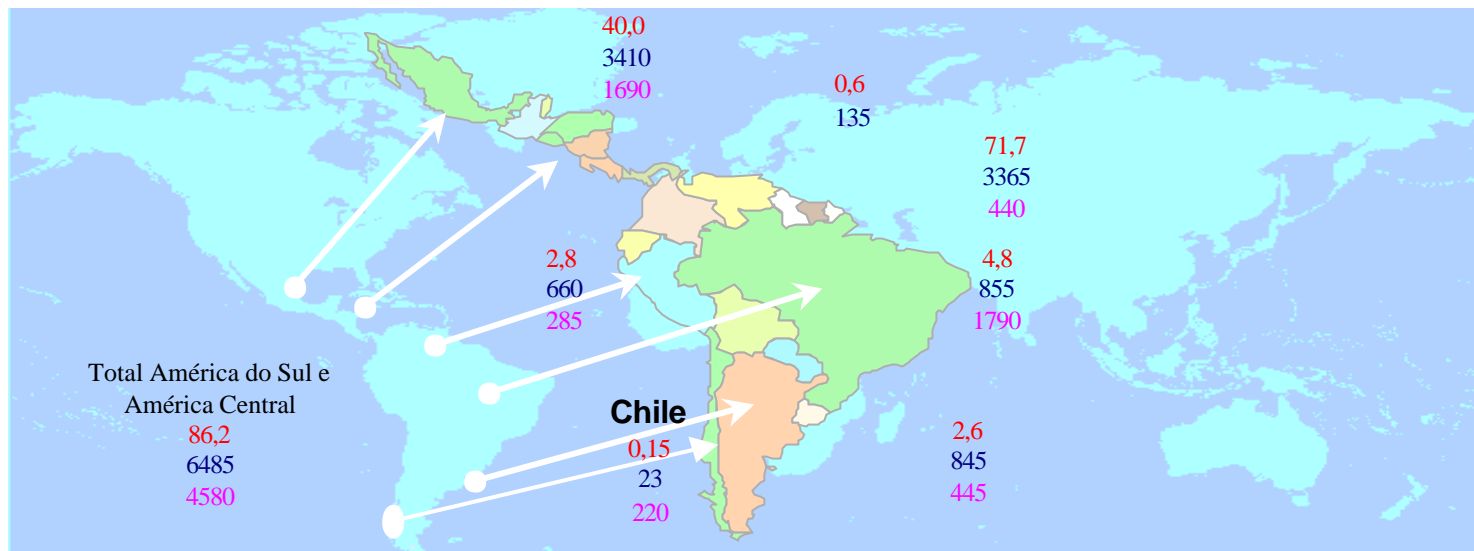
Quadro 2. Sistemas de organização e operação na indústria petrolífera no *dowstream*

Controle predominante	Sistema Estatal predominante			Sistema misto com predomínio estatal	Sistema misto com predomínio privado	Sistema privado predominante
	Atividades	Controle Central Fechado	Empresa com orientação comercial	Incorporação de terceiros com abertura limitada ou parcial	Incorporação de terceiros com ampla abertura	Mercado aberto autogerulado com presença da empresa estatal
Transporte (dutos)	Cuba	México Brasil hoje Costa Rica Uruguai	Venezuela Equador Paraguai	Colômbia Brasil futuro TyT Chile	Peru Bolívia	Argentina
Refino	Costa Rica Paraguai Equador (*) Cuba (*)	México Costa Rica Chile (*) Colômbia (*) Uruguai (*)	Venezuela Brasil Bolívia TyT		Peru Rep. Dominicana	Argentina Guatemala El Salvador Nicarágua Panamá
Comercialização de derivados nos postos de revenda	Cuba	México		Uruguai Paraguai Chile Brasil futuro Venezuela	Bolívia Peru Equador Colômbia	Costa Rica Rep. Dominicana Argentina Guatemala El Salvador Nicarágua Panamá

Fonte: IDEE/FB, set/1998

(*) Essa é a situação atual, mas legalmente, o setor privado pode participar.

Figura 1 - Reservas, Produção e Consumo na América Latina (1997)



Fonte: EIA

x10⁹ barris reservas provadas

x10³ b/d produção

x10³ b/d consumo

3. Estudo de Casos

3.1 Argentina

3.1.1 Histórico

O petróleo foi descoberto na Argentina no ano de 1907, na Patagônia, por uma equipe do governo federal, em um regime no qual o governo central e as províncias⁴ detinham o monopólio das atividades de mineração.

A decisão da criação de uma companhia estatal de petróleo só ocorreu em 1910, após forte oposição das empresas privadas estabelecidas no país e da elite agroexportadora (Guimarães, 1997). Na Argentina, em função das pressões exercidas por estes setores, a estatal nunca usufruiu do monopólio das atividades petrolíferas, diferentemente da Venezuela e do México, apesar de ser o país pioneiro das empresas estatais de petróleo na América Latina.

A efetivação da empresa nacional de petróleo só foi conseguida em decorrência de uma crise de abastecimento no país, devido a uma greve no setor de mineração na Inglaterra, de quem a Argentina era dependente de carvão e petróleo. Além disso, a Primeira Guerra Mundial deixou claro a vulnerabilidade do país frente ao mercado energético, fazendo com que o petróleo passasse a ser considerado como estratégico à segurança nacional. Acrescenta-se ainda a orientação nacionalista do governo então no poder.

Alcançar a auto-suficiência no abastecimento do mercado interno passou a ser então uma meta importante para o Estado, mais facilmente alcançada com a presença da estatal no setor, que, a partir de 1922, passou a se chamar Yacimientos Petrolíferos Fiscais - YPF.

Até 1935, a YPF operou como competidora de outras empresas privadas, integradas verticalmente, que haviam recebido, anteriormente, concessões para a exploração e produção de petróleo. Neste ano, cerca de 60% da produção de petróleo na Argentina ainda era de origem privada, onde dominavam a Shell, Standard Oil de New Jersey e uma empresa privada argentina, a ASTRA (Bravo, 1997).

A atividade do setor de petróleo era regida pelo Código de Minas, até 1935, quando foi estabelecida a Lei 12 161, específica do setor de petróleo e gás, que

⁴ Dependendo da localização, os recursos minerais eram de propriedade do Governo Central ou das Províncias.

propunha um regime eclético, em que permitia a ocorrência do Estado, através da YPF, a participação privada, mediante concessões, e as sociedades mistas.

Apesar da nova Lei do Petróleo e Gás, a Argentina não contou, neste período, com a participação de empresas privadas na produção - exploração, devido a vários decretos que se seguiram, onde as reservas pertencentes à YPF foram estendidas a quase todo o território nacional. Este fato determinou o reposicionamento destas empresas privadas no país, para as atividades de refino e comercialização interna de produtos.

Em 1949, quando da reforma constitucional, durante o governo populista de Perón (1946-1955), ficou estabelecida pela nova Constituição a propriedade das reservas de hidrocarbonetos pela União. Um ano depois, criou-se a Empresa Nacional de Energia, com a finalidade de administrar as atividades do setor energético.

No final dos anos 50, a Argentina era fortemente dependente das importações de petróleo, aproximadamente 50%, o que levou o governo de Arturo Frondizi (1958-1962) a autorizar⁵, em 1958, contratos de exploração, produção de petróleo entre a YPF e empresas estrangeiras. Estes contratos ficaram em vigor até 1963, quando foram anulados.

No mesmo ano, o governo Frondizi estabeleceu a Lei no. 14 773, que alterou a Lei 12 161/35, delegando as atividades de petróleo e gás às estatais YFP e Gas del Estado, sendo mantido o direito das empresas até então estabelecidas.

Esta contradição de ações do Governo, que marcou toda a trajetória da indústria do petróleo na Argentina, no período 1958-1989, é uma consequência das várias tendências então no poder, que se dividiam entre os partidários do predomínio da empresa pública estatal e aqueles favoráveis a uma maior participação da empresa privada no setor,

Nestes quatro anos, (1958-1963), a Argentina conseguiu aumentar as reservas provadas em 50%, além de ter suas importações drasticamente diminuídas.

Finalmente, em 1967, o governo militar (1966-1973), no poder a partir do golpe de estado, aprovou a Lei no. 17 319, a Lei de Hidrocarbonetos, instituindo uma mudança radical no setor de petróleo e gás argentino. A Lei 17 319, válida até hoje, permitia a concessão para a exploração, produção e transporte de petróleo e gás natural a empresas privadas e autorizava a YPF a realizar contratos de serviços e parcerias com o capital privado.

⁵ Baseado no Decreto 933/58, que permitia contratos de obras e serviços

A Lei 17 319/67 foi o marco teórico legal para a desregulamentação da indústria do petróleo, permitindo, sem a necessidade de mudança constitucional, a reestruturação do setor nos anos 90 (RODRIGUES, 1994).

Sob a égide da Lei 17 319/67, logo após sua publicação, a Argentina passou por uma tentativa de abertura do setor: outorgaram-se 21 áreas de concessão para exploração e foram autorizados 5 contratos entre a YPF e empresas privadas, em campos em operação pela estatal.

Nas áreas concedidas, de interesse absolutamente marginal, não se realizaram descobertas, sendo as áreas devolvidas posteriormente à Secretaria de Energia. Quanto aos contratos, 3 conseguiram rentabilidade, o que viabilizou o ingresso das empresas Perez Companc e Bidas no setor de petróleo.

Entretanto, após a instituição do governo de Isabel Perón (1974-1976), uma forte onda nacionalista atingiu o país: nenhum contrato com empresa privada na exploração-produção foi formalizado, os existentes tiveram inversões diminuídas.

O mundo passava pelo 1º choque do petróleo e a Argentina tinha sua produção de petróleo reduzida ao mesmo tempo em que dobravam as importações de petróleo e derivados (NAVARRO,1998).

Com o objetivo de reverter esta situação e incrementar o nível das reservas e da produção, regulamentou-se, em 1978, os contratos de risco⁶. Formalizaram-se 8 contratos, sem, contudo, nenhum resultado positivo.

Somando-se aos contratos de risco, foram também firmados vários contratos de *profit-sharing*⁷, realizados com sucesso, o que resultou em aumento das reservas e da produção no período 1975-1983.

O crescimento da produção de petróleo e a diminuição do consumo interno de derivados, devido, principalmente, a substituição por gás natural, hidroeletricidade e energia nuclear, proporcionou o auto abastecimento em 1982 e um saldo comercial do setor de petróleo de U\$ 270 milhões neste mesmo ano (NAVARRO,1998).

Assim, quando da alta dos preços de petróleo, a partir do 2º choque, a Argentina já adotava uma política de exportação.

Com o objetivo de incrementar as reservas provadas e tendo em vista o fracasso com os contratos de risco, o governo Alfonsín implantou, em 1985, amparado pela Lei 17 319/67, o Plano Houston, possibilitando às empresas

⁶ Semelhantes aos Contratos de Risco brasileiros.

⁷ Após declarada a comercialidade da reserva, a empresa contratada recebia parte dos lucros da produção do petróleo.

privadas, o acesso a licitações públicas, ainda que na figura de contratistas⁸, para a exploração de petróleo e gás.

Apesar de terem sido oferecidas cerca de 165 áreas, o Plano não pode ser considerado vitorioso: após cinco rodadas, somente 61 contratos foram formalizados, não sendo atingido o resultado esperado de crescimento das reservas nacionais, tendo inclusive caído a produção doméstica de petróleo.

Em 1988, com os preços de petróleo já em queda no mercado internacional, a Argentina começou o processo de mudança da política petrolífera através do PETROPLAN, que compreendia 3 aspectos principais:

- permissão para a realização de *joint-ventures* da YPF com empresas estrangeiras em 4 áreas centrais, com a participação da empresa estatal superior a 50% e negociação livre de petróleo, na proporção de sua participação;
- devolução à União de áreas cuja produção fosse inferior a 1 300 b/d (áreas marginais), que somavam 141 áreas. Além disso, estabeleceu-se a devolução para as províncias de áreas que “não tivessem um programa sistemático de investimentos exploratórios”, cerca de 117 áreas;
- desregulamentação do setor, especificamente com a eliminação da "Mesa del Crudo", regime de divisão de cotas de petróleo para o refino, sob a responsabilidade da Secretaria de Energia.

Dessa forma, a partir de 1989, inicia-se o processo de reestruturação das empresas públicas, sendo aprovada, nesse mesmo ano, a Lei da Reforma do Estado, que procurou um redimensionamento para o aparelho estatal. O objetivo da reforma estava centrado na busca de investimentos necessários ao aumento da produção, progresso tecnológico e redução da participação do Estado no setor de infra-estrutura.

⁸Após o período de 3 anos de prospecção, a contratista tinha ainda mais 4 anos para a exploração e 1 ano para a declaração de comercialidade. Em caso afirmativo, a empresa assinava um contrato de 20 anos de produção. O pagamento ao contratista era efetuado através de divisas ou de derivados de petróleo. A YPF também podia se associar à empresa contratista, com um participação mínima de 15% e máxima de 50%.

3.1.2 Processo de Reestruturação

No final dos anos 80, juntamente com a crise mundial acima mencionada, a Argentina encontrava-se numa situação de financiamento externo restrito, preços internos em declínio, reduzida capacidade de financiamento e pressões para diminuição do déficit público.

Em 1989, estabeleceram-se vários decretos para a regulamentação de políticas setoriais. No setor petróleo, foi o ano decisivo para a reestruturação, sendo os seguintes pontos os mais críticos da política adotada no país até então (Guimarães, 1997):

- todo o petróleo extraído através de contratos de produção e de risco eram entregues a YPF para a comercialização, o que motivava contínuas negociações entre as contratistas e a YPF;
- a importação e a exportação de petróleo e derivados eram autorizadas pela Secretaria de Energia e a operação realizada através da empresa mista Interpol (49% das ações em poder do Estado), gerando transações desnecessárias e/ou pouco vantajosas;
- os preços de petróleo e derivados (fixos para todo o território nacional) eram fixados pelo Ministério da Economia, que não apresentava competência para a tarefa;
- existiam impostos em demasia no petróleo e derivados;
- o eixo principal da política energética até então era o abastecimento interno;
- a empresa YPF, super dimensionada, apresentava ineficiência.

Em 1989, entre os meses de outubro e dezembro, instrumentalizou-se o pacote para a nova regulamentação do setor, *upstream* e *downstream*, através de três decretos e da Lei dos Hidrocarbonetos 17319/67. A seguir são listados os pontos fundamentais para a abertura do setor petróleo na Argentina: (Guimarães, 1997)

- reconversão dos contratos de produção da YPF em concessões ou associações;
- devolução das áreas entregues à YPF para a exploração;
- livre disponibilidade de petróleo e derivados para os concessionários ou associados e disponibilidade de 70% de divisas resultantes da venda do petróleo;

- flexibilização do setor de refino, quando a produção de petróleo pelo setor privado atingisse um patamar de 30% (meta atingida em 31.12.90);
- equiparação de preços nacionais aos internacionais;
- estabelecimento de nova tributação para os derivados de petróleo;
- autorização às importações e exportações de derivados;
- liberação de capacidades adicionais de refino;
- liberação para a abertura de postos de revenda de combustíveis;
- regulação do transporte de dutos;
- definição da venda de refinarias, dutos e outras instalações pertencentes à YPF.

Em 1991, a YPF se transforma em empresa de sociedade anônima, sendo realizada sua nova estruturação, seu saneamento administrativo e venda de ativos não-rentáveis.

A política de desregulamentação e liberalização do setor, culminou com a privatização da YPF em 1993⁹, por meio da alienação de suas ações em oferta pública internacional (bolsa de NY) .

O esquema de privatização determinou, em 1993, que o Estado manteria 20% das ações que funcionariam como *golden share* . Atualmente cerca de 15% das ações do Estado foram vendidas para a empresa espanhola Repsol.

A fim de assegurar a aplicação das novas regulamentações, algumas estratégias foram implementadas nos segmentos de exploração, produção, refino, transporte, preços, comercialização e impostos de hidrocarbonetos, seguindo a presente ordem:

- Exploração – realização de auditoria em 234 campos pela empresa Gaffney & Cline Associates Inc., financiada pelo Banco Mundial, tendo como objetivo o dimensionamento das reservas provadas argentinas, em 31 de dezembro de 1989. O resultado da auditoria, indicou uma redução de 28% das estimativas de reservas oficiais consideradas anteriormente.
- Transporte – estabelecimentos de normas legais para o livre acesso, privatização de oleodutos, polidutos, terminais marítimos.
- Refino – venda de algumas refinarias antes pertencentes a YPF, ficando a empresa com 3 refinarias (La Plata, a maior; Luján de Cuyo, a 2^a maior; e Plaza Huincul).

⁹ O setor privado deteve 45% das ações; o governo federal ficou com 20% ações; o governo provincial 11%; funcionários 10%; grupos privados nacionais 31% e investidores estrangeiros 28% (Rodrigues, 1994).

- Comercialização – privatização da *trading* Interpol.

Cabe ainda registrar a chamada internacional relativa a 23 áreas consideradas de alto risco, dentro do chamado Plano Argentina, realizada em 1991/1992. Devido às características das áreas, os critérios habituais para a licitação, em que se consideram as melhores ofertas em dinheiro, foram substituídos pelos melhores programas de investimento.

As estruturas do setor de petróleo e gás na Argentina, antes e após a reestruturação encontram-se ilustrados nas Figura 2 e 3.

Em relação à legislação argentina, desde março/95 encontra-se no Senado da Argentina um anti-projeto para a adequação da Lei no. 17 319/67, até agora não aprovada. Nesta proposta, a principal modificação foi a introdução de uma instituição reguladora, o *Ente Federal de Hidrocarburos*, com a responsabilidade de ditar normas, para as atividades de exploração, produção, distribuição, transporte e comércio de petróleo e derivados. Algumas dessas funções, entretanto se sobrepõem as da atual Secretaria de Energia, gerando polêmica.

Além disso, ressaltam-se o melhor detalhamento da regulamentação relativa ao transporte de petróleo e derivados e a introdução de normas mais rígidas para o controle ambiental.

Em adição à reestruturação interna, a Argentina vem se expandido externamente, ao adquirir a Maxus Petroleum em 1994, uma companhia americana independente de exploração e produção de petróleo, com atividades na Ásia e Estados Unidos, Bolívia, Colômbia, Equador e Venezuela.

Além disso, em 1994, a YPF firmou acordos com a YPFB na Bolívia e a Petrobrás para o desenvolvimento de reservas e abertura de postos de revenda de combustíveis. Também tem entrado em projetos no Chile, Peru e Lousiana.

Figura 2

O Setor Petróleo na Argentina antes da reestruturação

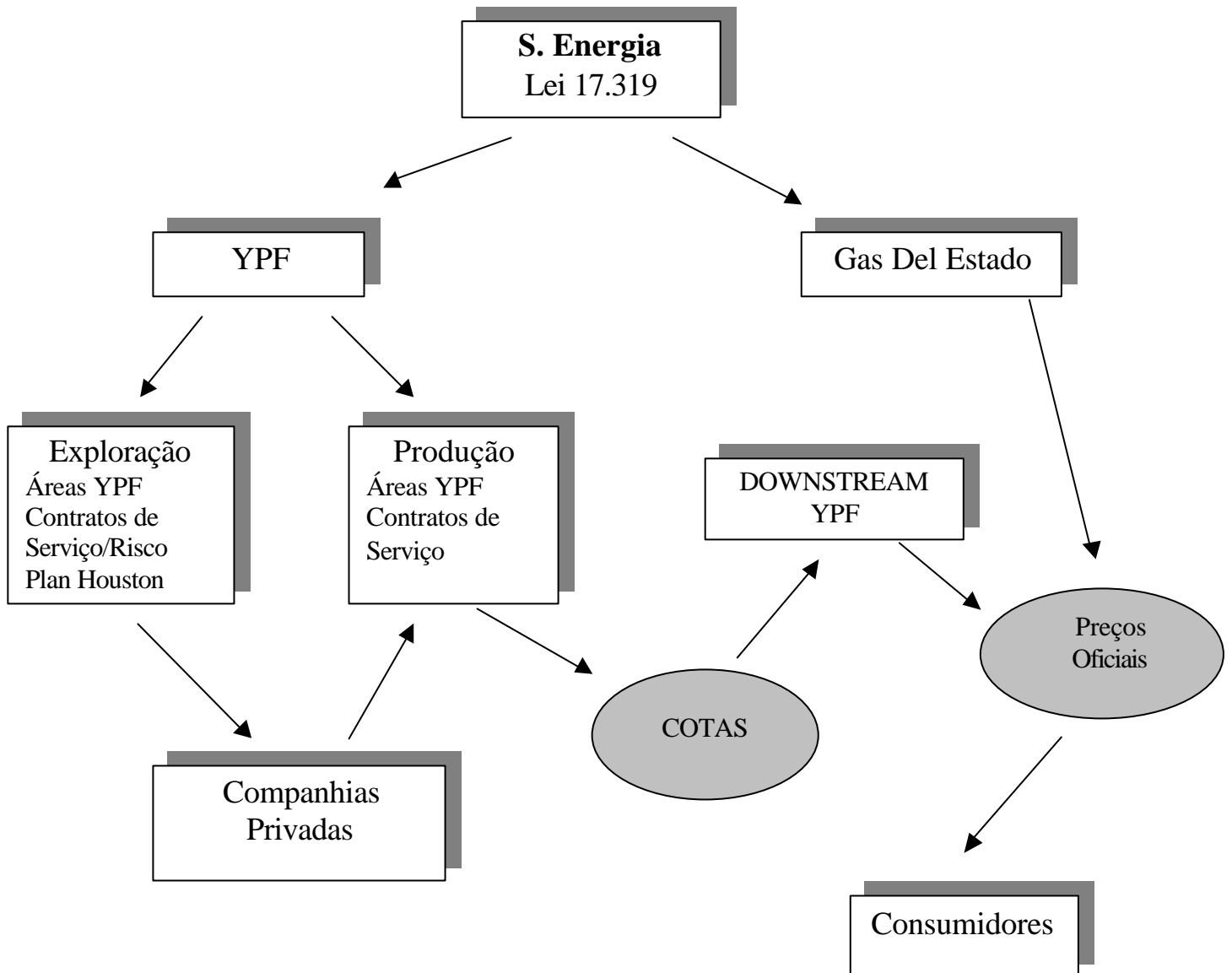
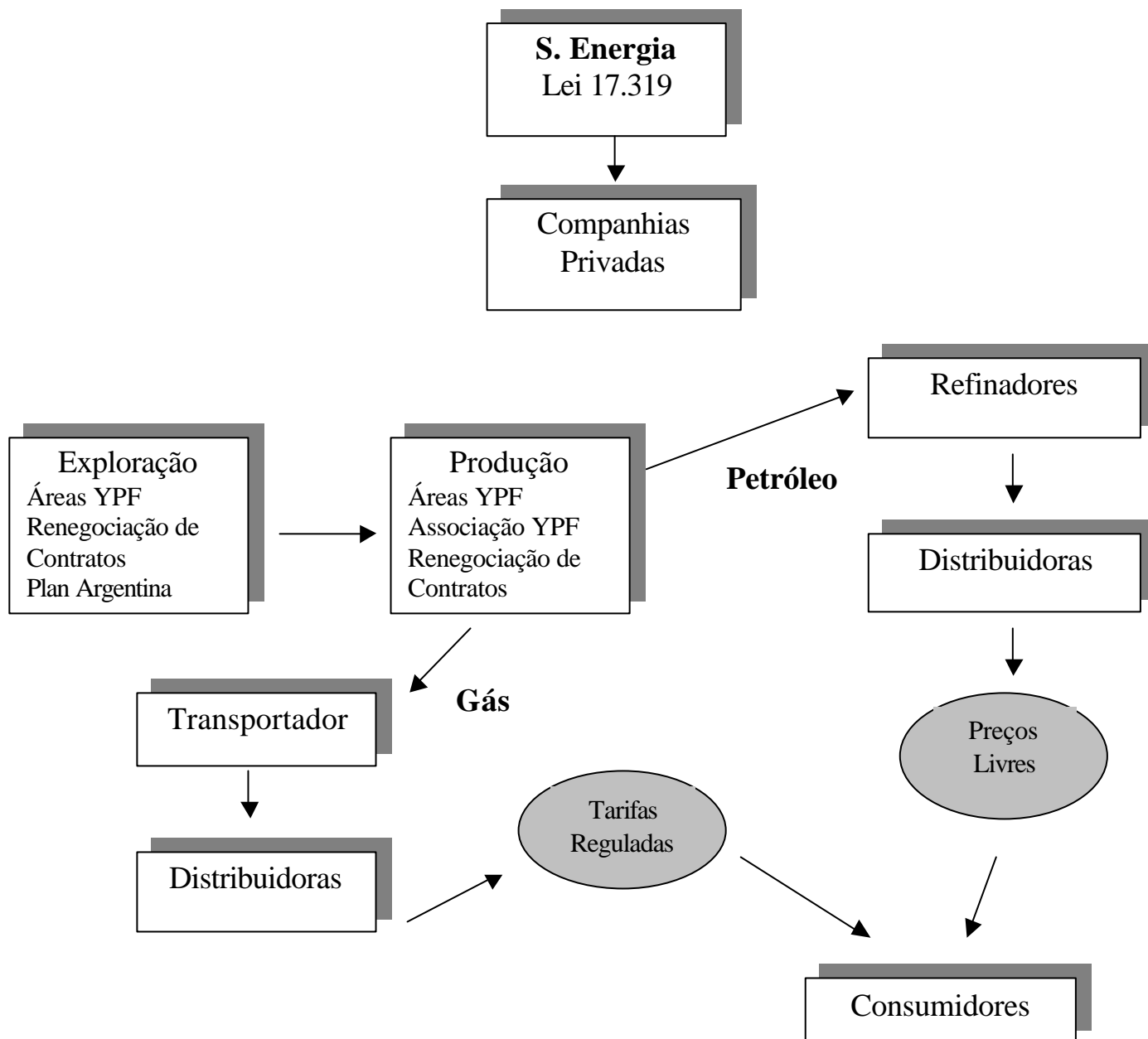


Figura 3
O Setor Petróleo na Argentina após reestruturação



3.2. México

3.2.1. Histórico

A exploração e produção de petróleo no México teve início ao final dos anos 1860s, mas foi em 1901 o começo da produção comercial no país. Esta importante fase de desenvolvimento da indústria do petróleo mexicana, no começo do século XX, se deu em um ambiente de concepção anglo-saxônica, em que o proprietário do solo tinha total direito às riquezas do subsolo, de acordo com o Código de Minas, estabelecido em 1884.

O novo Código de Minas do México era parte de um projeto interno de modernização do país, dentro do movimento denominado “porfirismo”¹⁰, no qual existia grande interesse no capital estrangeiro para o país, responsável pela instalação da infra-estrutura indispensável ao desenvolvimento do país: construção de ferrovias, portos, rodovias etc. Além disso, foi dentro do “porfiriato” que teve início a industrialização no México, sob uma base de importação de tecnologia e protecionismo político.

Para a exploração e produção de petróleo, a presença do capital externo teve importância fundamental para seu desenvolvimento. Somente em 1917, através da mudança da Constituição, artigo 27, restabeleceu-se o direito da União sobre as riquezas do subsolo.

Em 1916, 400 empresas atuavam no México na exploração e produção de petróleo, sendo 97% dos investimentos de origem estrangeira, dentre estes, 75% advindo de empresas americanas. Em 1918, a produção de petróleo tinha a seguinte constituição: 73% norte-americana, 21% britânica, 4% holandesa e 2% mexicana (Navarro, 1998).

A indústria do petróleo, por ser voltada para o exterior e operada por empresas estrangeiras, foi um dos poucos setores da economia mexicana que teve uma atividade normal durante a Revolução Mexicana. Em 1910, ano em que teve início a Revolução, a produção de petróleo era de 3,6 milhões de b/d, já em 1911, o México produziu 12,6 milhões.

Esta situação levou o setor a ser importante fonte de arrecadação para o país, dentro de uma economia interna altamente desorganizada.

Da promulgação da Constituição em 1917 até a nacionalização da indústria do petróleo em 1938, houve uma intensa negociação e confrontos entre o governo

¹⁰ Do nome do General Porfirio Diaz, que governou o país no período de 1876-1910, com exceção de 1880-1884, em que o México foi presidido por um colaborador próximo ao General Porfirio.

estabelecido após a Revolução Mexicana e as empresas estrangeiras presentes no país.

As negociações giravam, principalmente, em torno da taxaço do petróleo produzido: até 1920, as taxas eram extremamente baixas, estimadas em cerca de 8% do valor total do petróleo exportado (Navarro, 1998).

Dentro desse quadro de incertezas e instabilidade estabelecido pós revolução, a partir de 1922, a produção mexicana de petróleo começa a declinar, como consequência de uma política de super exploração das jazidas e de queda de investimentos por parte das empresas estrangeiras, que passavam a ter interesse em outros países produtores, como a Venezuela.

Em 1921(1º boom do petróleo), o México tinha a posição de 2º maior produtor mundial de petróleo, atrás apenas dos E.U.A, mas já em 1929 sua posição caiu para a 7ª posição, passando para seu lugar, a Venezuela.

A queda de produção influenciou drasticamente na posição ocupada pelo petróleo na economia: a contribuição do setor para o PNB passou de 7% a 2% no período 1921-1932. Nesse mesmo período a participação do petróleo nas exportações caíram de 90% para 62%.

Cabe ressaltar, no entanto, que o artigo 27 da Constituição de 1917 apenas restituía o direito de propriedade das reservas à União. A nacionalização de toda a cadeia da indústria do petróleo fez parte de uma outra lógica, que passou pela atitude das empresas instaladas no país, que se recusavam a admitir o novo quadro institucional, e o estabelecimento de um Governo não liberal, pós revolucionário, que tinha como objetivo principal a afirmação do seu papel de motor no desenvolvimento da atividade econômica.

Para o Governo instituído era importante o controle do setor de petróleo, o que se tornou quase que uma represália à situação anterior, quando não conseguiu impor seus direitos para auferir da renda petrolífera, até então em mãos privadas e, principalmente, estrangeiras.

Além disso, o fortalecimento dos sindicatos, sempre ligados às principais autoridades do país, reforçaram a nacionalização da cadeia do petróleo e a constituição da empresa estatal PEMEX, em 1938.

A PEMEX foi instituída e atuou com sucesso¹¹, por aproximadamente 3 décadas. Até os anos 60 era voltada para o mercado interno, dentro de uma economia protegida e fechada, em que os critérios de avaliação eram

¹¹ Crescimento do PIB, Produto Agrícola e Produto Manufaturado

prioritariamente físicos. O objetivo principal da companhia era garantir o abastecimento interno de derivados de petróleo, ficando as exportações em segundo plano. Este princípio era perseguido pela PEMEX, sem que fosse questionado alternativas tecno-econômicas disponíveis no mercado externo. O contato com esse mercado externo era apenas via importação de equipamentos e tecnologia.

A indústria de petróleo no México se confundia com a PEMEX, que jamais foi tomada como uma empresa propriamente, mas sim como instrumento do governo mexicano na promoção de política econômica: a PEMEX, através de subsídios a empresas ou grupos de consumidores, contribuiu para a formação do parque industrial mexicano, desenvolvimento da agricultura e dos transportes públicos e para a geração de eletricidade.

Todas estas subvenções e ainda o pagamento de altos salários, relativamente ao resto da economia, fez com que houvesse um deterioramento na parte financeira da PEMEX, que veio a eclodir ao final dos anos 60.

Também o setor industrial mexicano se apresentava em crise, nesta época, com o desgaste do modelo voltado para o mercado interno e com a perda de apoio do setor agrícola, que de superavitário passou, na segunda metade dos anos 60, a importador.

Em 1973, no 1º choque de petróleo, o México era um país importador de petróleo. A PEMEX se apresentava em colapso, com um nível de investimento muito baixo e sem que a auto-suficiência no abastecimento de petróleo fosse atingida.

Entretanto, em 1973, uma grande descoberta na região de Chiapas e Tabasco deram um grande impulso a produção mexicana de petróleo, fazendo com que o México passasse a exportador líquido de petróleo já em 1975 (2º boom do petróleo), em um período de grande importância estratégica das reservas fora da região da OPEP, devido ao 1º choque do petróleo.

No período de 1973-1980, as reservas provadas passaram de 5,4 bilhões para 60,1 bilhões de barris, com o aumento correspondente nos investimentos da PEMEX. A capacidade de refino aumentou de 968 500 b/d para 1 476 000 b/d.

Entretanto, a renda gerada pela exportação do petróleo teve o objetivo de diminuir artificialmente os problemas de divisas do país, não produzindo efeitos multiplicadores. Enquanto o setor de petróleo passava de 3,3% do PIB em 1978 para 10% em 1982, atingindo ainda 13,1% em 1983, os setores agrícola e industrial

vinham se deteriorando (Navarro 1998).

O excedente gerado no setor petróleo foi conduzido para novos investimentos públicos, enquanto que a PEMEX passou a ter um papel de agente tomador de fundos internacionais para o governo. Com isso, a empresa se endividou, chegando a um montante de 19,8 bilhões, em 1983.

A renda petrolífera gerada pelo país correspondia aproximadamente a um endividamento externo da mesma grandeza.

Além disso, durante o aumento da produção de petróleo, a PEMEX dependeu de tecnologia e equipamentos externos, já que a indústria nacional não conseguiu acompanhar o ritmo da empresa: evidenciou-se, pela 1ª vez, a defasagem entre a indústria interna e externa. Todos estes problemas levaram o México a grave crise dos anos 80.

3.2.2. Processo de Reestruturação

A constatação do atraso na indústria de petróleo mexicana, quando da abertura ao mercado externo, bem como a eclosão do sistema de desenvolvimento a partir da renda do petróleo e do endividamento externo, levaram ao Governo a procurar uma reestruturação para o setor.

Esta reestruturação se alinhou aos processos de abertura dos países produtores ao final dos anos 80, porém, no México, alguns pontos fundamentais se mantiveram intocáveis: o direito exclusivo do Estado relativo às reservas e a manutenção da PEMEX, como detentora única de grande parte da cadeia petrolífera.

O modelo a ser perseguido pelo México, conseqüência de fatores históricos, institucionais e econômicos, foi de um reposicionamento de sua empresa estatal, reorientada para o mercado externo.

Desta forma, poucas foram as mudanças efetivas na reestruturação mexicana. A regulamentação do Art.27 da Constituição, publicada em maio de 1995, tinha de inovar apenas a abertura do transporte, armazenamento e distribuição de gás natural. Além disso, facultava à PEMEX a subscrição de *contratos de serviços* para a exploração de petróleo e gás e refino e permitia a presença de empresas privadas na petroquímica secundária¹².

É importante, para uma melhor análise, mencionar a grande dependência externa energética dos E.U.A, que levava a uma enorme pressão para que o NAFTA (North American Free Trade Agreement) fosse realizado entre E.U.A/México nas mesmas bases que o tratado entre E.U.A./Canadá, onde existia uma verdadeira integração energética.

O México finalmente assinou sua participação no acordo, em 1993, voltado para o *downstream* e a petroquímica, tendo sido mantido o controle das exportações e comercializações do petróleo e do gás natural.

Várias foram as razões apontadas pelo governo mexicano para a não participação de investimentos estrangeiros na exploração/produção de petróleo no país, entretanto, a real razão para a manutenção do monopólio das reservas pela

¹² O conceito de petroquímicos secundários vem se alargando ao longo dos anos. Na concepção inicial, os petroquímicos secundários eram aqueles diferentes de etano, propano, butanos, pentanos, hexano, heptano, naftas e metano, considerados petroquímicos básicos. O governo mexicano vendeu, em 1996, 49% das 61 empresas petroquímicas.

PEMEX foi a tentação do Estado de se apropriar da renda da exploração do petróleo, dentro de um contexto de extrema fragilidade da economia mexicana (o custo médio da produção de petróleo é de US\$2,63/b, com o mínimo de US\$1,85/b nas áreas da costa e US\$8,29/b, em Veracruz , PEMEX,1997).

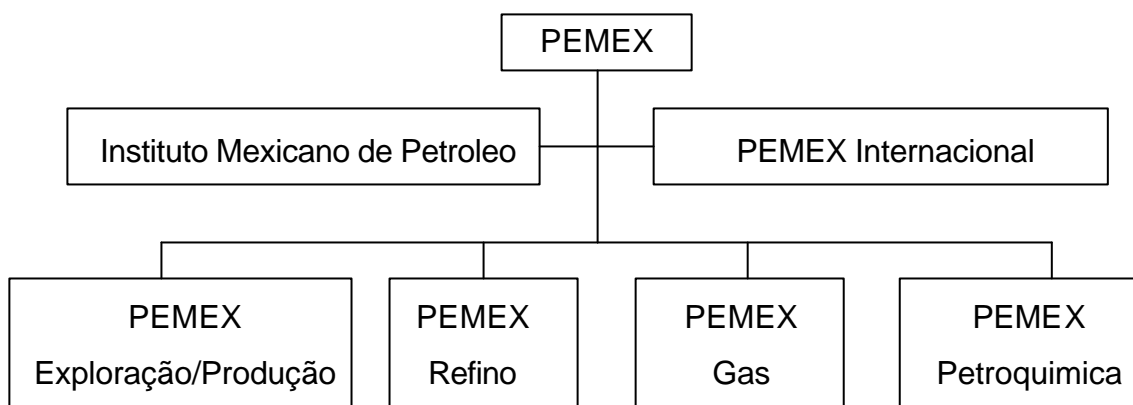
Contrariamente a não aceitação pelo governo mexicano de parcerias no *upstream*, a PEMEX realizou alianças com empresas estrangeiras no *downstream*:

- Com a Repsol, empresa espanhola, em 1992 ;
- Com Shell Oil Company, também em 1992, em um acordo no qual a PEMEX entrou com uma participação de 50% em uma refinaria Shell, em Houston. Dentro deste acordo, a Shell passou a receber 100 000 b/d do petróleo Maya mexicano, extremamente pesado, e em troca enviava para o México, 50 000 b/d de gasolina, sem chumbo.

Apesar da não abertura da PEMEX ao capital privado, foram introduzidos na empresa modificações em sua estrutura e gestão, com a finalidade de um maior dinamismo e rentabilidade, à semelhança do setor privado.

Quanto à empresa propriamente, houve uma “recentralização” de suas atividades, passando a ter uma gerência comercial. Os investimentos foram preponderantemente dirigidos para as operações *upstream* e a empresa sofreu uma nova estruturação interna.

Como resultado, a PEMEX passou a ter a seguinte divisão:



Fonte: Navarro, 1998

Cada subsidiária atua de uma forma independente, ficando a PEMEX com a direção estratégica e coordenação geral. O Estado mexicano controla a empresa através de representantes nos diretórios da *holding* e de cada subsidiária.

A PEMEX é atualmente a 3ª empresa produtora de petróleo no mundo e a 7ª

quanto às reservas comprovadas.

Além disso, dentro do programa de modernização da empresa, em 1991, pela primeira vez, o México realizou uma auditoria internacional de suas reservas. Confirmando suspeitas, as reservas mexicanas foram reduzidas de 38% de petróleo bruto, 33% de condensado e 14% de gás natural.

A reestruturação do México deu-se fundamentalmente a nível interno, com uma abertura comercial modesta, realizada principalmente devido à pressão norte-americana, pois devido a aspectos intrínsecos à ideologia do país, o petróleo é considerado um bem nacional e portanto pertencente à nação.

3.3. Venezuela

3.3.1. Histórico

A descoberta e início da produção de petróleo na Venezuela ocorreram em 1920, quando companhias privadas obtiveram concessões para as atividades de exploração, produção e comercialização. Já em 1928, o país alcançou a posição de maior exportador de petróleo e um dos maiores produtores mundiais, posição que se manteve até 1970 (Mommer, 1998).

No período compreendido entre o início da produção e o ano de 1942, a exploração do petróleo feita pelas empresas estrangeiras privadas não possuía qualquer tipo de controle do Estado, isto é, não havia imposição de preço e nem restrições à quantidade produzida. No entanto, em 1943, foi criada a Lei Petrolífera, estabelecendo que as companhias teriam que pagar *royalties* de 16,66%¹³ e uma soma fixa de imposto de renda, de maneira a garantir 50% do lucro líquido da indústria petrolífera ao governo. A legislação tarifária venezuelana dos anos 40 serviu de exemplo posteriormente para a maioria dos países produtores de petróleo.

Em 1948, um maior controle sobre as atividades petrolíferas foi feito com o objetivo de proteger e estimular o investimento no país, como, por exemplo, a exigência de que 50% do lucro líquido fosse destinado a investimentos adicionais para o setor petrolífero, a obrigatoriedade de parte do refino ser realizada no país, fiscalização para evitar a depleção de reservas, garantia de que parte dos *royalties* seriam pagos em espécie, além de uma política de valorização e formação de recursos humanos (Mommer, 1998). No ano de 1960, uma companhia estatal foi criada, a Corporación Venezolana de Petróleo (CVP), respondendo por 1,6% da produção nacional de petróleo.

A partir dos anos 70, com a crise energética e a elevação dos preços mundiais, uma nova fase se inicia no país, isto é, o movimento de nacionalização da indústria energética, na tentativa de que a renda petrolífera ficasse no país.

Concomitante à crise internacional, os campos venezuelanos entraram em decadência, sendo necessário um grande volume de investimentos para a exploração e desenvolvimento, de maneira a reverter essa situação. Dessa forma, no ano de 1971, foi instituída a Lei de Reversão Petrolífera, em que todas as

¹³Antes dessa data, a taxa era de 10% (Mommer, 1998).

concessões seriam revertidas à propriedade do Estado quando elas expirassem em 1983, e as que não houvessem sido exploradas seriam revertidas três anos após a lei. A indústria de gás natural também ficaria restrita ao Estado.

Esse processo culminou no ano de 1975, com a aprovação da Lei de Nacionalização¹⁴, pondo fim ao regime de concessões e delegando ao Estado a exclusividade sobre as atividades petrolíferas (indústria e comercialização) e a regulação de todos os aspectos referentes à indústria de petróleo.

Em 1976 a Petróleos da Venezuela S.A. (PDVSA) foi criada, absorvendo a CVP e estabelecendo-se como uma *holding* com 100% de capital estatal, possuindo o monopólio legal das atividades. Depois de sessenta anos de operação por parte de companhias multinacionais privadas, o Estado passou a controlá-la, subordinando-a a políticas nacionais e dessa forma auferindo grande parte da renda gerada.

Nessa nova configuração, as filiais da *holding* manteriam a antiga estrutura das concessionárias¹⁵, operando nas mesmas áreas, exercendo as mesmas atividades e com o mesmo quadro de funcionários, exceto os executivos estrangeiros que foram substituídos por membros indicados pelo legislativo. Estariam também sujeitas às mesmas questões fiscais (*royalties* e taxas). Teriam que transferir à *holding* 10% do montante de suas exportações de petróleo, de maneira a conseguir seu próprio financiamento, não precisando ser reconhecida como apêndice do governo (BRAVO, 1997). Tem-se, então, o estabelecimento de três filiais destinadas às atividades tradicionais, respeitando as jurisdições das principais concessionárias: Lagoven, sucessora da Creole (Exxon); Maraven, sucessora da Shell e, Corpoven, sucessora da Mene Grande (Gulf Oil) (MOMMER,1998). As outras filiais que surgiram em meio ao processo de reestruturação serão mostradas na seção seguinte.

¹⁴ Essa lei anulou quase completamente a Lei dos Hidrocarbonetos instituída em 1967, a qual regulava a exploração, produção, refino e comércio do petróleo e estabelecia modalidades de concessão ao setor privado. Apenas as questões relacionadas à taxaço foram preservadas.

¹⁵ Além disso, como essas concessionárias detinham o controle da comercialização e a tecnologia empregada em todas as atividades, foram estabelecidos acordos de comercialização e assistência tecnológica por um período de quatro anos (Rodrigues e Giambiagi, 1998).

3.3.2. Processo de Reestruturação

Em meados dos anos 80, a situação internacional caracterizava-se pelos baixos preços do petróleo e excesso de oferta. No ano de 1989, a renda do petróleo, que sustentava 80% da economia venezuelana, caiu abaixo dos 50% em virtude da queda dos preços mundiais. Dessa forma, com o país à beira da insolvência, iniciou-se uma reavaliação da política petrolífera e a abertura da indústria petrolífera ao capital privado nacional e estrangeiro¹⁶, denominada de *Política Petrolera de Apertura*.

Entre os anos de 1992 e 1994, a situação do país se agravou, passando por uma forte crise de instabilidade política, que acabou se refletindo nas condições econômicas, através do aumento do déficit público, baixa capacidade de autofinanciamento e financiamento externo restrito. Em meio a esse contexto é que se consolidou a volta do capital privado à Venezuela, realizada de acordo com os limites estabelecidos no Art.5 da Lei Nacional do Petróleo de 1975¹⁷.

Iniciaram-se, então, vários programas envolvendo o capital privado, como acordos de operação, associações estratégicas, acordos de *profit-sharing*, convênios de comercialização de *orimulsion*¹⁸, abertura do mercado interno de derivados, prosseguimento das atividades de internacionalização e as oportunidades *out-sourcing*¹⁹ (BRAVO, 1997).

Tanto a PDVSA como suas subsidiárias passaram a fechar contratos de operação com companhias operadoras para o desenvolvimento de determinadas atividades de reativação de campos marginais de petróleo inativos ou abandonados pelas antigas concessionárias²⁰. O petróleo extraído dos campos pertencia à PDVSA; as operadoras o entregava às subsidiárias e recebiam uma retribuição pré-estabelecida por barril extraído e entregue²¹. As operadoras seriam taxadas sobre a

¹⁶ Em 1983, há sinais de abertura através da internacionalização da PDVSA e suas associações com companhias da Europa e Estados Unidos no *dowstream*.

¹⁷ Esse artigo permitia ao governo a realização de acordos de cooperação quando necessários para uma melhor execução de suas funções, desde que esses arranjos não afetassem o direito de propriedade das atividades reservadas à nação (Mommer, 1998).

¹⁸ Nome comercial do produto desenvolvido a partir da mistura de óleo pesado com 30% de água e surfactante, da Faixa do Orinoco. Foi desenvolvido por técnicos da Pequiven, filial da PDVSA, em meados dos anos 80. Sua principal utilização está na geração de eletricidade através de turbinas a vapor.

¹⁹ Terceirização dos serviços a companhias privadas.

²⁰ Esses campos são caracterizados pela necessidade de um alto montante de investimento para a sua reativação. Mesmo tendo sido abandonados - em alguns casos, devido à baixa rentabilidade - ainda eram atrativos quando comparados a outros países.

²¹ Os quinze primeiros convênios resultantes das primeiras rodadas de licitação ficaram ao redor de US\$ 5/b (Bravo, 1997).

renda, como qualquer empresa do setor não petrolífero (34%) e não a taxa imposta (67,7%) a empresas de hidrocarbonetos. A PDVSA, por sua vez, estaria sujeita à referida taxação (67,7%) e à parcela dos *royalties*.

A duração dos contratos ficou estabelecida em vinte anos e o procedimento para a licitação consistia no exame prévio das empresas inscritas, geralmente para empresas nacionais, para determinar as que poderiam se apresentar individualmente e aquelas que necessitariam de firmar uma associação com empresas mais qualificadas. Além disso, era feita a definição das áreas e o estabelecimento da participação permitida a cada empresa²². Esses acordos tiveram duas etapas nos anos de 1992 e 1993²³ e em junho de 1997²⁴ ocorreu o terceiro *round*, resultando em 32 acordos de operação.

Ainda com base no Art.5, tornou-se possível a associação da PDVSA com companhias privadas, contanto que o acordo de associação tivesse um tempo determinado e a PDVSA mantivesse uma participação que garantisse o controle do Estado. Esse tipo de acordo foi criado principalmente para que houvesse o desenvolvimento da Bacia do Orinoco, com o aperfeiçoamento da capacidade tecnológica das subsidiárias e a garantia de novos mercados para seus produtos²⁵. Com o desenvolvimento dessa Bacia, poderia ser recuperado economicamente um volume equivalente à 27% das reservas provadas do mundo (aproximadamente 280 bilhões de barris), transformando então a Venezuela no país possuidor das maiores reservas mundiais (BRAVO, 1997).

Esse contrato se restringia à exploração de petróleo extra-pesado e gás natural não-associado, requerendo também a aprovação do Congresso²⁶. O prazo estabelecido era de 35 anos. Nesses contratos, havia a transferência dos produtos obtidos aos sócios das associações, de acordo com suas participações. Dessa forma, as empresas eram concebidas como produtoras e então, sujeitas às taxas de hidrocarbonetos e *royalties*, sendo o último estabelecido entre 1% e 16,6%, segundo

²² Os parâmetros para licitação estavam centrados no programa de trabalho apresentado e na taxa de operação por barril. A partir do 2º round o parâmetro seria a taxa de operação com um programa mínimo fixado.

²³ Nesses dois anos, foram reativados campos inativos a leste e a oeste da Venezuela, que acabaram por atrair companhias como a BP, Shell, Total, Penzoil, Masceu e outras. Vale ressaltar que no 2º *round*, embora tenha sido mantida a estrutura básica do contrato, algumas modificações foram feitas, como a introdução de cláusulas de incentivo ao aumento de produtividade.

²⁴ Nessa última rodada, algumas regras foram modificadas. A PDVSA pagaria uma única taxa para a cobertura dos lucros e custos de operação e capital, para um volume de produção pré-estabelecido. Pelo volume adicional haveria também a cláusula de incentivo.

²⁵ Os projetos firmados nos contratos incluíam as atividades desde a exploração e desenvolvimento até a comercialização do cru.

²⁶ Até 1997, 12 acordos foram aprovados, na Bacia do Orinoco, com empresas estrangeiras como a Conoco, Total-Statoil-Norskhydro, Arco-Philips-Texaco e Mobil-Veba; e entre a Corpoven e a Exxon (Bravo, 1997).

as condições de custo de cada campo.

Como dito acima, esses contratos de operação e associação, embora baseados no art.5 da Lei Nacional do Petróleo de 1975, envolviam vários sistemas fiscais, ou seja, diferiam em diversos aspectos, como o que se refere à questão do pagamento de *royalties* e impostos e o papel da companhia estatal, como podemos perceber com o quadro1 abaixo:

Quadro1: Valor das Taxas e Participação do Estado para os Contratos de Serviços e Associações na Venezuela

Questão	Lei Nacional do Petróleo 1975 (art.5)	Acordos de Operação	Acordos de Associação
1.1 Royalty	16,67%	1%	1% a 16,67%
Taxação sobre a renda	FEV* e taxas especiais para os hidrocarbonetos de 67,7%	Fim do FEV. Imposto de renda igual a qualquer atividade não petrolífera	Fim do FEV. Cru extra-pesado e LNG: imposto de renda igual a qualquer atividade não petrolífera***. Cru convencional: taxa de 67,7% mais PEG**
Participação da Cia. Nacional do Petróleo	Controle do Estado	Concessão de Licenças e Administração	Comitê de controle e 1% de <i>golden shares</i>

* Valor fiscal de exportações

** Participação do Estado nos Ganhos

*** Em 1991, o Congresso aprovou uma reforma tributária na qual reduzia de 67,7% para 34% o valor da taxa cobrada para tais produtos.

Fonte: Mommer, 1998.

No ano de 1995, a lei de Nacionalização foi alterada e passou a permitir a elaboração de acordos de exploração (com fase exploratória entre três a cinco anos, podendo se estender de dois a quatro anos) e eventual produção, em áreas novas. Além disso, contratos de produção de petróleo da forma *profit-sharing* passaram a ser firmados com a CVP²⁷, sem que houvesse a necessidade da participação majoritária da mesma (até 35% em cada descoberta comercial). Os riscos e custos

²⁷ Em 1996 a CVP foi recriada, também filial da PDVSA, com a responsabilidade do controle dessas licitações para a exploração de áreas nos acordos de *profit-sharing*.

na exploração e produção eram arcados pelos investidor. Caso o petróleo fosse encontrado, uma *joint-venture* seria formada, reunindo a companhia ou o consórcio vencedor da licitação²⁸. O lucro do petróleo a ser descoberto, depois de ressarcidos os custos de investidor (*cost oil*) seria compartilhado com o Estado (*profit oil*).

O período estabelecido para a etapa de desenvolvimento foi de 20 anos, podendo ser renovado por mais 19 anos. Os convênios deveriam pagar imposto de renda no valor de 67,7% e *royalty* de 16,7%, além da PEG (máximo de 50% sobre o retorno dos ativos). Estima-se que a renda ficou distribuída entre 15 e 85% ou 25 e 75% entre os operadores privados e o Estado, respectivamente. Estariam isentos do imposto de 16,5% de exportação durante os cinco primeiros anos (Bravo, 1997).

A parte da produção privada era comercializada com a PDVSA a preços de exportação, sendo que os investidores poderiam manter no exterior o resultado de suas receitas. Vale lembrar, que o óleo bruto recuperado ficaria restrito à propriedade da PDVSA, que pagaria em espécie ao contratado. Esse tipo de contrato tinha por objetivo o aumento das reservas provadas do país, anexando volumes adicionais através da exploração de campos com baixo e médio risco.

Em suma, a abertura do capital privado nas atividades de *upstream* apresentou os seguintes resultados²⁹:

Quadro2. Resultados dos Acordos firmados no Bid Round entre a PDVSA e o capital privado

	Acordos de Operação	Acordos de Associação
1º round	3 áreas concedidas	
2º round	11 áreas concedidas	
3º round	18 áreas concedidas	
Acordos de Exploração de 1995		8 áreas concedidas
Bacia do Orinoco		4 áreas aprovadas

Entrevista

Em relação à questão fiscal, o venezuelano sempre foi considerado como um dos sistemas mais severos, podendo a renda da operação do petróleo ter uma taxaçoão ao redor de 85%³⁰. Como isto era um fator inibidor para os investimentos

²⁸ O critério utilizado para a escolha do vencedor estava centrado sobre quem oferecesse a maior PEG para a PDVSA, com valor máximo de 50% da receita líquida da produção óleo/gás. Sendo atingido tal limite, e havendo empate, exige-se dos proponentes o oferecimento de um bônus. Nesta situação o maior bônus define o ganhador.

²⁹ Foram firmados acordos com 56 companhias de 14 países.

³⁰ No Brasil, este valor está em torno de 55% (Simões, 1998)

privados, o valor fiscal das exportações (FEV) começou a ser reduzido a partir de 1992, vindo a ser extinguido em 1996. Além disso, os *royalties* fixados em 16,6% poderiam ser ajustados pelo poder Executivo, desde que provado a impossibilidade de atingir as margens mínimas de rentabilidade para exploração comercial. De acordo com Guimarães (1997) o abrandamento da carga fiscal sinalizava uma mudança de estratégia do governo para aumentar a sua receita petrolífera, através do aumento da massa de recursos gerados pela indústria. No que se refere às atividades de refino³¹, estas não se apresentam muito interessantes às empresas privadas, posto que quase toda a produção é voltada à exportação, dado o pequeno mercado interno. Além disso, como tem havido um excesso de oferta mundial de derivados, todos os investimentos necessários para o desenvolvimento interno estão sendo realizados pela PDVSA. Os objetivos da estatal estão relacionados à melhoria das técnicas de refino, mediante à intensificação da sua presença nos mercados internacionais; aumento da capacidade de refino no exterior; mudança no perfil das refinarias do país, de maneira a aumentar a produção de gasolina, óleo diesel e diminuir os resíduos pesados; modificação das plantas para a viabilização do refino com óleos mais pesados e; adequação da qualidade dos derivados, por questões ambientais (Bravo, 1997).

Quanto aos acordos de comercialização de *orimulsión*, estes, têm por objetivo firmar associação entre a BITOR, filial da PDVSA e a Conoco, Statoil e Jandys da Venezuela, para a realização de um investimento aproximado de US\$ 320 milhões para a construção de um segundo módulo de 100 mil b/d para entrar em operação a partir de 1999. Com isso, aumentaria em seis vezes as exportações para os próximos dez anos, alcançando os mercados da China, Coréia do Sul e Japão³².

Outro programa, iniciado em 1996, constitui-se na abertura e liberalização do mercado interno de derivados³³. Em 1997, a margem de venda dos produtos e seus preços ainda estavam controlados. Não havia um mercado competitivo, visto que 90% dos 1500 postos de gasolina estavam em mãos privadas. As bandeiras sempre levam a marca de uma das filiais da PDVSA. Os preços dos derivados são subsidiados - 500 milhões de dólares por ano.

³¹ A PDVSA possui 2,9 milhões de barris/dia de capacidade, sendo que 55% está localizada fora da Venezuela e esta, atende o mercado interno dos EUA e alguns países da Europa. Quanto à produção interna, 60% destina-se à exportação.

³² Atualmente já comercializa seu produto com a Europa e Ásia (Bravo, 1997).

³³ Este equivale a US\$ 1.100 milhões e representa 3% das vendas totais da PDVSA (Bravo, 1997).

Esta política de abertura visa a entrada do capital privado, desregulamentação e liberalização dos preços e ainda, o livre acesso aos produtos importados. Para isso, uma nova filial foi criada, a DELTAVEN, com o objetivo de controlar e fiscalizar o processo de privatização deste mercado. Ela compra os derivados das três filiais operadoras e faz a distribuição no atacado, vendendo-os às concessionárias privadas, e entregando-os aos postos pertencentes às filiais da PDVSA³⁴. Estes últimos serão controlados pela Deltaven, operando com uma única marca, PDV.

Na primeira fase do processo de abertura, as empresas privadas poderão participar das atividades voltadas ao consumidor final. A distribuição no atacado só deixará de ser responsabilidade da Deltaven quando a competição estiver plenamente estabelecida. Em um momento seguinte, as outras etapas da atividade serão desregulamentadas, assim como os preços e a liberação da importação, consolidando dessa forma a concorrência.

Um fundo de investimento para o petróleo (SOFIP) foi também criado, como uma subsidiária da PDVSA, com o objetivo de estimular investimentos que canalizasse à poupança nacional, principalmente o pequeno e médio investidor, dentro de projetos da indústria de petróleo e petroquímica.

Um outro programa de extrema relevância diz respeito a política de internacionalização que a PDVSA tem iniciado desde os anos 90, buscando posições estratégicas no *dowstream*. Mantém internacionalmente, uma relevante rede de refinarias, postos de distribuição e venda nos Estados Unidos, Alemanha, Suécia, Bélgica, Inglaterra e Caribe. Nos Estados Unidos, ela é a maior vendedora de gasolina no varejo, através de sua subsidiária PDV América, e proprietária única da Citgo Petroleum Corporation, que inclui operações na refinaria e química Champlin. A Citgo tem refinarias e petroquímicas em Lousiana e Texas, controlando 10.000 postos de gasolina. Também controla a Seaview Oil Company, que é uma companhia de refino e produção. No meio-oeste americano, a PDV tem metade das ações da Uno-Vem, que possui instalações de refino, petroquímica e comercialização.

Finalmente, as oportunidades de *out-sourcing*, em que os projetos serão realizados exclusivamente pelo capital privado. São projetos específicos de prestação de serviços, como de telecomunicações e informática, transporte de petróleo e gás natural, atividades de refino, compressão de gás etc.

³⁴ Maraven, Lagoven e Corpoven.

Nessa estrutura de abertura ao capital privado, não havia nenhum suporte aos ofertantes locais de insumos e serviços para a indústria do óleo. Em todos os contratos firmados, eles eram obrigados a competir, sendo favorecidos apenas em caso de empate.

Nos primeiros dois *rounds* de acordos de operação de serviços (OSAs), foi mínima a participação nacional em associação com investidores estrangeiros. Então, no terceiro *round*, com o intuito de estimular a criação de empresas operadoras com capital nacional, a PDVSA foi obrigada a reservar cinco campos, fora os 20 que estava oferecendo, a companhias nacionais³⁵. Esses campos representavam apenas 5% do total de investimento estimado para esse terceiro *round*, mas, sem esse suporte da PDVSA, as companhias nacionais dificilmente conseguiriam alguma participação. Como resultado, elas obtiveram uma participação significativa como operadoras e seus contratos, além de idênticos aos privados, estavam sujeitos à arbitragem internacional.

Vale ressaltar que a reestruturação da indústria petrolífera na Venezuela tem sido fortemente voltada para o mercado mundial, isto é, sua estratégia é a de transformar a PDVSA em uma empresa global, produzindo com plena capacidade e com forte expansão (o produto passou de 1.9 Mb/d para 3.3 Mb/d em 1997). Prova disso é que, em setembro de 1997, o governo venezuelano sugeriu que a PDVSA fizesse a fusão das três maiores subsidiárias Lagoven, Maraven e Corpoven e em janeiro de 1998, estas filiais foram extintas, firmando uma nova estrutura composta por três companhias: PDV exploração e produção, PDV fabricação e comercialização e PDV serviços. Essa medida teve como objetivo, de acordo com a PDVSA, tornar a companhia mais eficiente, e então capaz de competir com as empresas privadas em seu território - desde que a partir de janeiro de 1998, houve a liberação da venda da gasolina e então a abertura se consolidou a jusante e a montante - e internacionalmente.

Tem-se portanto, que a meta do governo venezuelano é juntar-se ao capital privado de maneira a passar de uma produção equivalente a $3,7 \cdot 10^6$ b/d para $6,2 \cdot 10^6$ b/d em 2006 (Bravo, 1997).

Desde a Lei de Nacionalização, o setor de hidrocarbonetos da Venezuela esteve centrado sob três organizações estatais: o Ministério de Minas e Energia

³⁵ O capital estrangeiro poderia associar-se à cia. nacional com uma participação de até 70%, porém, como não-operadora.

(MME), a Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) e a Petroquímica da Venezuela (Pequiven).

Podemos observar no entanto, que o Ministério de Minas e Energia é quem desempenha tanto o papel de formulador de políticas para o setor como também o poder concedente. A PDVSA fica a cargo da fiscalização das normas impostas ao setor pelo Ministério, entre outras atribuições.

Temos portanto que o processo de reestruturação e abertura do capital privado iniciado em 1989 na Venezuela, pelo menos até o momento, não teve a substituição da participação estatal pelo setor privado, isto é, a PDVSA manteve-se como estatal e a entrada do capital privado se deu através da execução de diferentes tipos de contratos.

É importante ressaltar que o petróleo na Venezuela é muito relevante para a economia como um todo; ele contribui com 22% do PIB nacional gerando 96% das receitas em divisas, 2/3 das receitas correntes do Estado. A PDVSA é considerada a segunda corporação da indústria mundial, terceira mais rentável, quarta em capacidade de refino, quinta em reservas comprovadas, primeira em venda de gasolina aos EUA, quinta maior produtora mundial de petróleo e terceira em exportação de petróleo e derivados. Então, qualquer mudança setorial está bastante relacionada à política econômica do país.

Além disso, esse processo foi formado a partir de arranjos institucionais que privilegiaram o desenvolvimento da PDVSA tanto a nível internacional, como também defendendo, dentro do possível, o parque industrial nacional dos investidores privados, à medida que, apesar das condições domésticas serem relativamente inferiores, quando comparadas ao capital externo, parte dos contratos ainda eram reservados às mesmas.

4. Comentários Finais

A indústria do petróleo no México, Argentina e Venezuela apresentou sempre a característica de ser a impulsionadora, em diferentes graus, do desenvolvimento industrial e econômico interno. Deste modo, o processo de reestruturação em curso, desde o final dos anos 80, levou em conta fortes componentes histórico e cultural, além do econômico.

Assim é que a reestruturação ou abertura, tem seguido, para cada país, um caminho diferente, com conseqüências compatíveis com essas diferenças.

Na Venezuela, assim como no México, a reestruturação procura manter a apropriação do essencial da renda petrolífera pelo Estado e a manutenção da forte presença estatal no setor. O caso argentino se mostra bastante contrastante com os demais, ao privilegiar rota que muda mais fortemente o papel do Estado.

- México³⁶

A reestruturação do setor petrolífero mostrou-se extremamente tímida, ainda que haja proporcionado um incremento na produção de petróleo e nas exportações, além da maior eficiência da nova PEMEX. Entretanto, manteve incompatibilidades do papel da Estatal que, apesar de pretender ter estratégias empresariais e de cunho comercial, continua com responsabilidades estratégicas na economia mexicana, sob o ponto de vista de comércio exterior e de finanças públicas.

A empresa enfrenta limitações relevantes: é uma empresa de grande porte, restrita e no *upstream* operando exclusivamente no México; pretende ser uma empresa de ponta tecnologicamente, sem ter estratégia de desenvolvimento próprio.

A PEMEX privilegia as atividades de E&P como fonte principal de lucro, porém esta não apresenta rentabilidade industrial, o que resulta na falta de capacidade para o auto-financiamento de seus investimentos.

O modelo manteve o monopólio da PEMEX sobre boa parte da cadeia, mas este encontra-se extremamente pressionado, sobretudo no contexto do acordo NAFTA, pela grande dependência de suas exportações para os Estados Unidos. Por outro lado, o monopólio do Estado, sobretudo no que concerne as atividades de E&P, ainda significa, no país, uma questão de soberania nacional, embora já seja questionada internamente a presença da empresa estatal em toda cadeia petrolífera.

³⁶ Como o setor petróleo no México encontra-se extremamente fechado, a análise feita para o referido país não terá o nível de detalhamento que se procurou fazer para a Argentina e Venezuela.

- Venezuela

Quanto à Venezuela, os resultados referentes a reservas provadas, produção e exportação mostraram-se positivos ao longo do processo de reestruturação. O nível de reservas, embora crescente desde os anos 70, em 1987 alcançou o seu maior valor e, no final de 1997 já registrava um crescimento equivalente a 16,5%. A produção cresceu, em média, 67% entre os anos de 1989 e 1997. Em relação às exportações, seu volume foi praticamente dobrado para o período compreendido entre 1990 e 1996.

Dada a importância do petróleo na economia da Venezuela, todo o processo de reestruturação ficou condicionado às condições políticas e econômicas do país. O objetivo sempre esteve relacionado à maximização da apropriação da renda petrolífera pelo Estado e voltado ao mercado externo, de maneira a gerar divisas, necessárias ao equilíbrio da balança de pagamentos e impulsionar o desenvolvimento econômico.

Cabe, neste ponto, ressaltar importante diferença em relação ao caso mexicano: em decorrência da redução da diferença nos custos de produção entre países da OPEP e não-OPEP nos últimos anos e do avanço tecnológico, a entrada do capital privado na produção passou a ser melhor vista.

Atualmente, um grande número de empresas tem atuado nas atividades de exploração e produção. Em relação às reservas, ainda há concentração por parte da PDVSA (68%), o restante está pulverizado entre empresas como a Shell, Exxon, BP, Texaco, Mobil, entre outras. Na atividade de produção, observa-se uma maior abertura, a PDVSA detendo cerca de 25% de participação. Ressalta-se, no entanto, que o mercado apresenta-se ainda bastante concentrado, uma vez que a PDVSA, juntamente com a Shell, Exxon, BP e Chevron, detêm 76% da atividade.

Quanto às atividades do *downstream* o processo de abertura ainda não foi concretizado, ficando a PDVSA ainda responsável, através de suas subsidiárias, pelo controle de todas as atividades.

Outra característica desse processo de abertura no país foi a internacionalização das atividades da PDVSA, confirmando a tendência de uma reverticalização dessas indústrias, marcada pela ampliação dos investimentos no segmento *dowstream* em outros países, notadamente os Estados Unidos.

Apesar do forte crescimento econômico durante o ano de 1997, no início de 1998 a economia já apresentava sinais de recessão, estimando-se uma variação negativa do PIB (-1%). Essa situação tem sido explicada sobretudo pela queda do

preço do petróleo mundial iniciada em 1997. Mesmo com o desenvolvimento de atividades diversificadas, como turismo, agricultura e as reformas efetuadas, o país é ainda extremamente dependente dos rendimentos das exportações do petróleo³⁷.

Como há forte dependência do país em relação ao petróleo, com mais uma queda de preços no mercado internacional, o rendimento do governo cairá pesadamente afetando o investimento na indústria do petróleo³⁸.

Em uma entrevista realizada em julho de 1997, Luis Giusti (na época presidente da PDVSA), mostrou-se favorável à sua privatização, pois em sua opinião, o papel do Estado havia sido de providenciar o recurso natural, criar infraestrutura e promover políticas de desenvolvimento, mas não deveria mais atuar nessas atividades.

Com a vitória de Hugo Chavez, o processo de abertura do setor petróleo ao capital privado não parece se encaixar com o nacionalismo do novo presidente. Prova disso é que, na época das eleições, foi registrada uma fuga de capitais por parte dos investidores estrangeiros, pois em seu programa de governo, constavam a revisão das concessões para as companhias estrangeiras, liquidação dos ativos da PDVSA no exterior e corte de 15% do programa de investimentos. Na presidência, Chavez não confirmou ainda o anunciado e por enquanto nenhuma medida na direção citada foi tomada. Pelo contrário, o que se tem é a afirmação por parte da PDVSA que sua estratégia e seus contratos firmados serão mantidos.

Em relação à questão regulatória, todo o processo de reestruturação do setor esteve a cargo do Ministério de Minas e Energia, com fiscalização exercida pela própria PDVSA.

- Argentina

Na Argentina, o processo de abertura apresenta diversas questões relevantes e em muitos casos polêmicas.

É notável o incremento da produção pós-reestruturação. Em 1996, foi exportada 41% da produção de petróleo, contra 23% em 1990. Além disso, atualmente existem cerca de 35 empresas no *upstream*, o que proporciona maior potencial de investimentos. Entretanto, a atual produção é principalmente decorrente da recuperação primária e secundária dos campos existentes quando da reforma. Considerando-se a produção da YPF, verifica-se que o percentual da produção

³⁷ Entre 75% e 80% do total das exportações, cerca de 50% é rendimento do governo.

³⁸ Essa crise econômica tem feito com que o governo exija pagamentos da PDVSA cada vez maiores. Em 1998, ela pagou US\$ 1,4 bilhões a mais do que havia sido acordado e para este ano, o governo espera um pagamento de 134% sobre o lucro líquido projetado. Esta medida, tem comprometido a saúde financeira da empresa e os acordos com o capital privado.

proveniente de novos poços está em torno de 10%.

Este fato é uma consequência dos baixos investimentos realizados em E&P no país (a média anual de poços perfurados no período 1984-1989 foi de 116, contra 92 em 1990-1996), levando a uma queda no nível de reservas nacionais.

No *downstream* atualmente existem mais agentes, tanto no refino como na distribuição e comercialização, com uma notável melhora no atendimento público. Houve uma melhora na qualidade dos combustíveis (apesar de permanecerem problemas com a adição de solventes), sem que os preços sofressem grandes alterações.

Não há problemas de desabastecimento interno, uma grande preocupação do início do processo, embora as concessionárias possam dispor do combustível produzido.

Entretanto, o processo de privatização, dentro de um contexto em que o setor privado tinha uma participação marginal na indústria de petróleo, levou a uma alta concentração da YPF, em todos os segmentos da cadeia petrolífera.

No *upstream* a YPF tem 49% das reservas comprovadas e 53% da produção de óleo, sendo que o agrupamento das 7 principais empresas totalizou 96% das reservas e 85% da produção.

No refino e comercialização existe um oligopólio, com 4 empresas controlando 90% do refino e 92% das vendas internas. Por esse motivo, os preços dos combustíveis deixaram de ser fixados pelo Governo, para serem determinados pelo oligopólio.

Também não houve investimentos em transporte e terminais marítimos de petróleo, de modo que a infra-estrutura nacional ainda é determinante para a entrada de novos agentes na indústria.

Todo esse quadro demonstra a ausência do Estado no controle da atividade, embora esta situação tenda a sofrer evolução no sentido de uma maior intervenção. Desde março/95 encontra-se no Senado da Argentina um ante-projeto para a adequação da Lei no. 17 319/67, até agora não regulamentado. Nesta proposta, a principal modificação foi a introdução de uma instituição reguladora, o *Ente Federal de Hidrocarburos*, com a responsabilidade de ditar normas e regulamentações para as atividades de exploração (as concessões são concedidas pela Secretaria de Energia), produção (*idem*), distribuição, transporte e comércio de petróleo e derivados. Algumas dessas funções se sobrepõem as da atual Secretaria de Energia, gerando polêmica.

Do exposto, temos que, enquanto a Argentina adotou uma conduta mais agressiva no seu processo de reestruturação, a Venezuela tem aberto sua economia gradativamente ao capital privado, mas, a uma velocidade bem mais rápida do que o México, que mantém uma postura ainda bastante nacionalista em relação à abertura. Este trabalho não teve como objetivo apresentar uma análise conclusiva quanto à eficácia desses três distintos processos de reestruturação, que é aliás dependente de fatores culturais e históricos. Pretendemos, contudo, fornecer exemplos de encaminhamentos, levando-se em conta as características específicas a cada país, os quais poderão ser úteis ao processo de abertura iniciado no Brasil.

ANEXO

Acordos Internacionais de Petróleo: Formas e Termos³⁹

1) Contratos de Concessão:

Aspectos Principais:

- 1) a IOC tem direitos exclusivos para explorar e produzir, sob seu próprio risco e custo;
- 2) a IOC tem direito à produção e pode disponibilizá-la livremente, sujeita à obrigação de suprir o mercado local;
- 3) durante a atividade paga-se aluguel de superfície ao HC;
- 4) pagamento de *royalties* em espécie ou moeda;
- 5) pagamento de impostos sobre lucros derivados das operações de produção;
- 6) equipamentos e instalações utilizados são de propriedade da IOC.

Principais aspectos nos países em desenvolvimento:

- a. a área é limitada por demarcação do território nacional (inclui área *offshore*) dentro de blocos. As concessões são dadas a apenas um número limitado de blocos;
- b. a duração também é limitada, com possibilidade de extensão se a produção do óleo ainda está sendo feita em quantidades comerciais no final do período.

2) Contratos de *Production-Sharing*

Aspectos Principais:

- 1) IOC é nomeada pelo HC como empreiteira (*contractor*) de uma certa área;
- 2) IOC opera sob seu risco e custo, controlada pelo HC;
- 3) a produção pertence ao HC;
- 4) IOC recupera seus custos através da produção da área contratual;
- 5) depois de recuperado, o saldo da produção é dividido, através de uma porcentagem pré-estabelecida, entre a IOC e HC;
- 6) a renda da IOC é sujeita à taxação;
- 7) equipamentos e instalações pertencem ao HC.

Alguns direitos e obrigações do empreiteiro:

- 1) fornecer todo o capital necessário e comprar ou alugar todo o material requerido;
- 2) suprir toda a assistência técnica, incluindo mão-de-obra estrangeira;
- 3) fornecer capital para o pagamento de terceiros envolvidos no programa de trabalho;
- 4) ser responsável pela preparação e execução do programa.

Há vários sistemas de divisão da produção:

- 1) um único *profit-oil* - Ex: 85% HC 15% IOC
- 2) de maneira progressiva, baseando-se na:

³⁹ Esses contratos são firmados entre o "Host Country" (HC) - podendo ser através da empresa estatal nacional, e International Oil Company (IOCs).

- a. produção diária, de acordo com uma dada escala (60% e 40% para 20.000 b/d; 65% e 35% de 20.000 a 40.000 b/d etc);
- b. produção cumulativa;
- c. lucratividade das operações. Nesse caso pode ser permitido o aumento de preços e então o estabelecimento de *price-caps*.

3) Acordos de Risco de Serviço

As diferenças com os acordos de *production-sharing* relacionam-se com o mecanismo de cobertura de custos e com a remuneração do empreiteiro. Nesse acordo, ambos são feitos de acordo com uma fórmula pré-estabelecida e os pagamentos são realizados em moeda. Em alguns contratos, a IOC, depois de reembolsada de seus custos, pode comprar um parte da produção a um preço descontado.

Do ponto de vista legal, são acordos de serviço, pois o HC emprega os serviços da IOC, o qual assume *status* de empreiteiro. Em caso de produção comercial na área contratada, a IOC é reembolsada por seus custos e investimentos e remunerada por seus serviços.

4) Acordos de Participação

Nele, os empreendedores assumem o risco conjuntamente, custos e produção, de acordo com os termos estipulados na PIA. A principal diferença em relação aos Acordos de *Joint-venture*, é que invés de serem acordos entre IOCs, este se dá entre o HC (ou companhia nacional) e a IOC.

Há diferentes termos e condições de participação: % fixada, % gradual ou % opcional. A participação fixada consiste em garantir uma dada porcentagem da produção ao HC (ou cia. nacional). A participação gradual garante um aumento da porcentagem de acordo com o nível da produção, ou qualquer outro parâmetro. A participação opcional consiste na possibilidade do HC decidir sua porcentagem como e quando achar conveniente. A participação ainda pode ser **imediate** – estabelecida no início do programa e, **retardada** – efetuada no momento em que o HC decide participar (geralmente no momento da descoberta comercial).

A participação pode ser exercida sobre qualquer tipo de PIA:

5) Acordos de Associação na Operação

Uma *joint venture* na economia petrolífera pode ser realizada em território doméstico ou na arena internacional. Como em qualquer sociedade, organizam-se de maneira a manterem um fundo comum de recursos (consórcio), divisão orçamentária e de riscos.

Em sua maioria, seus objetivos consistem em:

- a. levantar capital suficiente;
- b. distribuir os riscos inerente às atividades do petróleo nos projetos e então permitir que cada parte tome empreendimentos separados;
- c. obter tecnologia ou o equipamento necessário e/ou;

- d. habilitar companhias com instalações do *dowstream* existentes para adquirir uma oferta garantida ou volumes adicionais de petróleo, por comprar dentro dos campos a ser explorados ou desenvolvidos por outras companhias.

Normalmente o acordo cobre apenas atividades de exploração e produção e exclui o transporte, tratamento e estocagem do petróleo fora do campo onde é produzido, como também arranjos financeiros e *marketing*.

Há nomeação de um operador, o qual conduz as operações sobre as atividades de todos os participantes. Geralmente o critério adotado é para aquele que possua a maior participação.

Deveres do operador:

- 1) preparar programas de orçamento e de trabalho para operação e planos de implementação, mediante aprovação dos participantes;
- 2) assegurar oferta técnica e suporte profissional para serviços de contabilidade;
- 3) compra de equipamentos e entrar em acordos de serviço;
- 4) fazer relatórios e manter contatos com o HC.

5. Bibliografía

- BRAVO, V. (1997). "La Desregulación Petrolera en América Latina". XXVII Curso Latinoamericano de Posgrado en Economía y Política Energética y Ambiental - IDEE/FB, San Carlos de Bariloche.
- CHANG, Ha-Joon (1997). "The Economics and Politics of Regulation". *Cambridge Journal of Economics*, vol.21 n°6, pp. 703-728.
- CHEVALIER, J.M. (1994). "L'avenir des sociétés nationales des pays exportateurs d'hydrocarbures" (Rapport final du colloque). Cahiers de l'ISMÉA in *Série Économie de l'énergie*, n°6, setembro, pp.7 - 13.
- DE LA VEGA NAVARRO, A.(1998). *Les Dynamiques de la Composante Pétrolière dans le Développement Économique du Mexique*. Tese de Doutorado, Grenoble.
- DE LA VEGA NAVARRO, A.(1995). "Presentación: La Reorganización de las Industrias Petroleras en América Latina" in *Investigación Económica*, vol.LV, n° 213, julio - setembro, pp. 9 -16.
- FERNANDES, E. & PINTO Jr., H. (1998). "O Mercado Internacional do Petróleo e o Comportamento dos Preços" *Nota Técnica n°2, ANP*.
- GERCHUNOFF, P. (1992). "Privatizaciones y Reforma Regulatoria en la Argentina". Seminário Internacional de Desregulamentação, IPEA, Brasília.
- GERCHUNOFF, P. (1994). "Privatización y Desregulación del Sector Petrolero en Argentina" in *Série Reformas de Política Pública*, Santiago do Chile: maio.
- GONÇALVES, Reinaldo. *Ô Abre-Alas: a nova inserção do Brasil na economia mundial*. Rio de Janeiro: Relume-Dumará, 1994.
- GUIMARÃES, A.B.S. (1997). *As Experiências de Privatização do Setor Petrolífero na Venezuela e Argentina*. Dissertação de mestrado, Rio de Janeiro: março.
- IDEE/FB - Instituto de Economía Energética (1998). "La Modernización en el Sector Petrolero" (versión A), San Carlos de Bariloche: setembro.
- MANSELL, R.L. (1995). *Traditional and Incentive Regulation: Applications to Natural Gas Pipelines in Canada*. The Van Horne Institute for International Transportation and Regulatory Affairs.
- MOMMER, B. (1998). *The New Governance of Venezuelan Oil*. WPM 23, Oxford Institute for Energy Studies: abril.
- RANDALL, S.J. (1993). "Oil Industry Development and Trade Liberalization in the Western Hemisphere, in *The Energy Journal*, vo.14, n°3, pp. 101 - 118.

RODRIGUES, A.P., GIAMBIAGI, F. (1998). " A agenda de médio prazo no Brasil e o futuro da Petrobrás" in *Revista de Economia Política*, vol.18, nº 3 (71), julho-setembro, pp. 100 -120.

RODRIGUES, A.P. (1994). "Petróleo na Argentina" . Instituto Liberal, série *Notas*, edição -especial, nº38, maio.