

Flexibilização da Indústria Petrolífera: o caso Argentino e o caso Venezuelano¹

Andréa Bastos da S. Guimarães^{*}

Dione C. Oliveira^{**}

Maurício Tiomno Tomasquim^{***}

Introdução

Vários países começaram, ao final dos anos 80, a realizar mudanças no seu setor petrolífero. A direção destas mudanças apontava no sentido oposto ao da onda de nacionalizações que se seguiu à intensa valorização dos recursos petrolíferos nos anos 70. Ao contrário do que ocorria neste período, os países se defrontavam, no início dos anos 90, com uma situação de financiamento externo restrito, preços internacionais em declínio, baixo crescimento do consumo mundial de petróleo, reduzida capacidade de autofinanciamento das empresas estatais de petróleo e pressões crescentes para a diminuição do déficit público.

Este cenário se consubstancia na incapacidade de os governos nacionais realizarem os investimentos necessários ao desenvolvimento de suas indústrias petrolíferas que continuavam necessitando de volumosos capitais em virtude do custo de reposição das reservas e da internalização dos custos ambientais. Diante esse quadro, a maioria dos países adotaram medidas visando atrair uma maior participação do capital privado, nacional e estrangeiro, na indústria petrolífera.

Ainda que as políticas adotadas variem de país para país, podemos identificar, no entanto, a existência de duas formas distintas de viabilizar a maior inserção privada no setor. Os dois países que melhor exemplificam essas distintas opções são, respectivamente, a Argentina e a Venezuela. A Argentina é um dos países que melhor representa a recente tendência de valorização da iniciativa privada como forma de assegurar o interesse público no setor petrolífero. O governo argentino privatizou a estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales - YPF - e adotou uma política radical de desregulamentação e de liberalização do setor. A radicalidade desse processo fica evidente quando se observa que: 1) a iniciativa privada já participava de todas as atividades do setor petrolífero argentino; 2) a privatização da YPF não envolveu qualquer mecanismo que resguardasse o controle nacional sobre a companhia; e 3) o processo de privatização se fez acompanhar de uma efetiva redução dos controles e regulações estatais sobre o setor.

A Venezuela, por sua vez, reduziu os obstáculos legais à participação do capital privado, mas manteve o controle estatal e conferiu à estatal PDVSA - Petróleos de Venezuela S.A. - o papel principal na condução do processo de "abertura" do setor à participação privada. A decisão de permitir a participação privada no setor tem por objetivo aumentar os recursos de capital e de tecnologia disponíveis para investimento no país. Tais investimentos possibilitariam um rápido incremento das atividades de exploração e produção, assim como o desenvolvimento de novas tecnologias de refino que possibilitem um maior aproveitamento do pesado petróleo venezuelano.

A comparação das políticas adotadas pela Venezuela e pela Argentina pode ser de grande utilidade para a definição de um novo modelo para o setor petrolífero de países que como o Brasil ainda estão definindo uma nova configuração para a sua indústria petrolífera. Nesse sentido, apresentaremos a seguir, de forma resumida, as experiências de "abertura" do setor petrolífero desses dois países. Ao final dessa apresentação, realizamos a comparação entre os objetivos das políticas implementadas e os resultados obtidos, ressaltando, é claro, os distintos estágios em que se encontra esse processo nos dois países em questão.

1 As Políticas de Privatização e de Desregulamentação na Argentina

A justificativa para a privatização da YPF era aumentar a eficiência e liberar recursos governamentais para investimentos sociais. O aumento de eficiência seria consequência da transferência de propriedade estatal para propriedade privada e da redução da regulação estatal no

¹ Este artigo é fruto das atividades de pesquisa do GRISP (Grupo de Reforma Institucional do Setor Petrolífero) realizadas no âmbito do ENERGE (Centro de estudos de Energia) e do Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ

^{*} Mestre em Ciências em Planejamento Energético pela COPPE/UFRJ e economista do IBGE

^{**} Mestre em Ciências em Economia pela UFF

^{***} Professor do Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ

setor². A liberação de fundos governamentais para os gastos sociais seria obtida mediante a redução de pressões sobre o tesouro para o financiamento de déficits da empresa.

A privatização da YPF foi realizada em duas etapas. Primeiro, implementou-se um programa de "saneamento" da estatal. Este saneamento era necessário devido à situação deficitária da empresa, ocasionada, principalmente, pela política de preços adotada pelos governos militares. Em virtude da política antinflacionária, o preço do petróleo pago pela YPF aos contratistas superava os valores pagos pelas refinarias privadas. Após a realização do programa de "saneamento" da empresa, realizou-se a segunda etapa, ou seja, sua privatização mediante a venda de suas ações.

O programa de saneamento consistiu, basicamente, na privatização periférica da empresa, isto é, na venda de ativos da YPF, na redução de seu corpo funcional e na incorporação do passivo da empresa pelo Governo Federal. O objetivo da venda de ativos da YPF era tornar a empresa mais enxuta e obter recursos para realizar novos investimentos que possibilitassem a estatal reduzir sua defasagem tecnológica e aumentar rapidamente a produção de petróleo?³ Os recursos para isso seriam obtidos com a transferência para a iniciativa privada de campos petrolíferos (centrais e marginais), refinarias, oleodutos, navios, equipamentos de perfuração e a reconversão dos contratos de serviço em concessões.

A privatização dos campos petrolíferos foi realizada através de três processos distintos. Em primeiro lugar, foram feitas licitações para concessões de campos marginais (25 anos). Em segundo lugar, repassou-se a operação de campos centrais mediante a venda de direitos de associação com a YPF em quatro áreas de alta lucratividade⁴. Em terceiro lugar, licitaram-se 70% das reservas petrolíferas da YPF na bacia Noroeste e na bacia Austral.

Ao final desse processo de "saneamento", realizou-se, então, a privatização da estatal YPF através da venda de suas ações para a iniciativa privada ao final de 1993.

1.1 O Impacto das Políticas de "Saneamento" e de Desregulamentação

Conforme vimos, o governo argentino pretendia aumentar a eficiência de seu setor petrolífero e arrecadar recursos visando a estabilização macroeconômica e a ampliação dos gastos sociais. A arrecadação de recursos seria função das licitações das jazidas petrolíferas e da privatização da YPF. Já, o aumento da eficiência seria produzido: 1) por um aumento da competição na produção, no refino e na distribuição; 2) por uma redução do preço dos combustíveis e 3) por uma maior apropriação da renda petrolífera pelo Estado. Analisaremos, agora, se os objetivos pretendidos foram alcançados ou não pelas políticas implementadas.

1.1.1 A arrecadação de recursos

A transferência de áreas produtoras da YPF gerou fortes críticas devido à subavaliação das reservas e aos reduzidos preços de venda dessas áreas. A auditoria das jazidas realizada por uma consultoria privada, em 1990, fez com que as reservas provadas de petróleo fossem reduzidas em cerca de 30%. Contudo, após a privatização, estas reservas voltaram aos níveis existentes em 1989 (ver quadro abaixo).

² Duas abordagens teóricas compartilham a visão de que o desempenho eficiente depende da propriedade privada: a teoria dos direitos de propriedade e a teoria da escolha pública. Segundo essas abordagens, a transferência de propriedade aumentaria a eficiência, porque a propriedade privada gera o necessário estímulo contra a má administração. Caso os retornos de uma empresa privada caiam, seus acionistas podem-se desfazer das ações da empresa: Contudo, esse direito inexistente na propriedade pública. Os prejuízos da ação de administradores e grupos de pressão sobre a propriedade pública são espalhados e diluídos por todos os contribuintes, os quais não podem demonstrar sua insatisfação com o mau gerenciamento dos fundos públicos através da venda das ações das empresas públicas

³ A produção petrolífera argentina cresceu, aproximadamente 32% entre 1988 e 1993, ano em que o controle acionário da YPF passou para a iniciativa privada. Segundo KOZULJ (1994, PP 91-100), a YPF é responsável direta por cerca de 60% do crescimento da produção petrolífera argentina, no período de 1990 a 1993. Se acrescentarmos os investimentos feitos pela estatal nas áreas centrais de Puerto Hernandez, Vizcacheras, El Tordillo, El Huemul, antes de elas serem transferidos para o setor privado, a contribuição da estatal para o aumento da produção chega a cerca de 80%.

⁴ A participação privada nessas associações ficou em 70% em Vizcacheras, 90% em Tordillo e 90% em Huemul. Os contratos de associação com a YPF dão direito à exploração desses campos até o esgotamento das reservas (GERSHUNOFF, 1994).

Quadro 1 - ARGENTINA: Reservas Provada Produção de petróleo

	Reservas de petróleo	Produção de petróleo	Relação Reserv/Prod.
Anos	Bilhões Bls.	Mil b/d	Anos
1980	2,5	492,3	14
1981	2,4	497,2	13
1982	2,4	490,6	14
1983	2,5	490,7	14
1984	2,3	479,7	13
1985	2,3	459,7	14
1986	2,2	433,9	14
1987	2,2	428,4	14
1988	2,3	450,4	14
1989	2,2	460,3	13
1990	1,6	481,7	9
1991	1,7	493,2	9
1992	2,0	555,9	10
1993	2,2	593,6	10
1994	2,3	667,4	9
1995*	2,4	719,2	9

Nota: (*) Os dados referentes ao ano de 1995 são preliminares.
Fontes: Anuário Estadístico Argentino, (1994) e OLADE-Estadísticas Indicadores Económico Energéticos, (1996).

Essa subavaliação dos ativos da YPF não se deve, no entanto, apenas à redução do volume de reservas provadas de gás natural e petróleo. Numerosas áreas petrolíferas com alto teor gasífero, como é o caso das áreas da bacia Noroeste e da bacia Austral, foram transferidas sem se computar qualquer valor pelas suas reservas de gás natural devido as incertezas quanto ao preço futuro do gás e a tarifa para a utilização dos gasodutos. Assim, o valor presente das receitas futuras dos ativos transferidos para a iniciativa privada resulta superior aos respectivos preços de transferência dessas áreas (GERSHUNOFF, op. cit., p.22).

Se analisarmos o volume de petróleo e gás natural que a empresa de consultoria estimou existir nas áreas centrais privatizadas - 1.547 milhões de bep (barris equivalentes de petróleo) - e o valor total obtido pela transferência destes campos - 1,3 milhões de dólares - veremos que o preço médio de venda dessas áreas foi de US\$ 0,89/bep. Caso seja levada em consideração que tal estimativa reduziu em cerca de 30% o volume de petróleo e gás nessas áreas, o preço médio pago por elas cai para US\$ 0,63/bep (KOZULJ & BRAVO, 1993, p. 112).

Já a reconversão dos contratos de serviço da YPF em concessões, não implicou qualquer pagamento para o Estado ou para a empresa estatal. Estes contratos foram firmados no passado pela YPF com empresas privadas para a produção de petróleo. Em geral, a remuneração do petróleo produzido pelos contratistas era realizada através da imputação de um mark-up sobre os custos de produção dos contratistas. Essa modalidade de pagamento não estimulava a eficiência, pois garantia um determinado nível de rendimento independente dos custos. Em virtude disso, o preço pago pela YPF aos seus contratistas superava, em alguns casos, os preços internacionais e o preço pago pelas refinarias privadas. Este tipo de contrato era responsável por grande parte da produção privada de petróleo e a maioria dessas áreas teriam que ser devolvidas à YPF nos próximos cinco anos. No entanto, com a reconversão dos contratos em concessões, os antigos contratistas passaram a dispor de 25 anos para explorar as reservas, com a possibilidade de prorrogação por mais 10 anos. Ou seja, o Estado não capturou nenhuma renda petrolífera com as concessões de áreas que representavam 65% da produção privada de petróleo (GERCHUNOFF, op. cit., p. 13).

Além da privatização de ativos e da reconversão dos contratos de serviço da YPF em concessões, foi implementado também um programa de saneamento financeiro da empresa. Dentro dessa estratégia, foi implementado um programa para redução do número de funcionários. Esta redução foi conseguida por meio de três processos distintos: incentivo a demissões voluntárias, transferência de pessoal para a iniciativa privada e demissões diretas. O resultado desse programa foi a diminuição em 77% do número de pessoal empregado - antes do programa de saneamento a YPF contava com 30 mil funcionários⁵, mas, quando ocorreu a sua privatização final, a empresa contava com apenas 7 mil funcionários⁵.

⁵ A esse respeito, ver: BRAVO, (op. cit.) e HARRIS, (1995).

Concomitantemente a esse processo de saneamento, foi implementada, a partir de 1989, uma política agressiva de desregulamentação do setor petrolífero. Foi concedido a todos os produtores privados (associados os concessionários) o direito à livre disponibilidade sobre o petróleo bruto e à livre disponibilidade sobre 70% da receita gerada internamente, em divisas, independentemente da situação do Balanço de Pagamentos e da disponibilidade do país. Essas medidas foram acompanhadas pela liberalização da importação, da exportação, do refino, da distribuição, da comercialização de derivados, da desqualização dos fretes e dos preços (CAMPADÓNICO, 1996).

Em 1991, o governo Menen introduziu importantes modificações na legislação existente. Tais modificações referiam-se ao modelo de contrato para futuras licitações. Suprimiu-se o direito de associação da YPF para exploração e produção e determinou-se o retorno ao sistema de concessões. Esse sistema, utilizado desde 1967, fora suspenso em 1978, devido ao avanço político do nacionalismo que ocorreu após os choques do petróleo, na década de 70. Por essa razão, as alterações feitas pelo governo Menen significavam o retorno à situação legal existente antes dos choques do petróleo⁶.

A etapa final do processo de privatização ocorreu em julho de 1993, com a venda, mediante leilão público, das ações da YPF para o setor privado. Foram repassados para este setor 45% das ações da empresa a valor total de US\$ 3.040 milhões. Após a venda desse lote de ações, o governo federal passou a deter 20% das ações, o governo das províncias 11 %, os funcionários da empresa 10%, os grupos privados nacionais 31 % e os investidores estrangeiros 28%. A pulverização do controle acionário da YPF levou à permanência na direção da empresa da mesma diretoria que conduziu o processo de privatização.

1.1.2 A estrutura de mercado

Como resultado do processo de desregulamentação e de privatização, a YPF teve suas participações na produção, no refino e na distribuição reduzidas. A participação da YPF sobre a produção total de petróleo da Argentina caiu de 65%, em 1988, para 40%, ao final de 1993. Essa redução da participação da YPF deveu-se, principalmente, à chamada privatização periférica, mas também à reconversão dos contratos de associação da empresa. A reconversão diminuiu os custos operacionais da YPF, pois a liberou de despesas com a aquisição de petróleo de seus contratistas é com o pagamento de royalties nestas áreas. Essa redução de custos mantém-se mesmo quando se considera a necessidade, criada pela reconversão, de a YPF adquirir petróleo aos preços mais elevados do mercado desregulado para abastecer suas refinarias. Contudo, a diminuição dos custos não implicou qualquer benefício líquido para a empresa, devido à grande perda de receita gerada pela redução de sua capacidade de venda decorrente da reconversão⁷.

Apesar dessa redução inicial da participação da YPF na produção de petróleo, o setor não se tornou competitivo⁸. A bem da verdade, passou-se de uma situação em que a empresa estatal detinha o controle da produção para uma situação em que poucos grupos privados controlam a oferta de petróleo bruto. Além da YPF, que agora, sob controle privado, detém sozinha 50% da produção, apenas cinco outros grupos privados respondem por mais de 40% da produção, sendo que uma dessas empresas - a Perez Companac - é responsável por cerca de 18% da produção nacional (GERCHUNOFF, op. cit., p.14).

Embora a indústria petrolífera seja tradicionalmente oligopolizada, a pequena alteração na concentração no setor de produção está relacionada com as características do processo de privatização e com a estrutura de mercado preexistente no país. A presença de poucos, mas experientes, grupos privados atuando na produção, a ausência de um marco regulatório prévio ao processo de privatização e a rapidez desse processo determinaram que o processo se caracterizasse pela pouca ou nenhuma concorrência entre os grupos ofertantes e pela pequena participação de firmas de capital estrangeiro⁹.

Em outras palavras, as exigências patrimoniais, os requisitos técnicos, a celeridade do processo e a influência e poder dos grupos locais favoreceram a concentração de capital e levaram a que a maioria das áreas produtoras privatizadas passassem para o controle de grupos já instalados no setor.

Uma amostra desse processo de concentração é obtida pela análise do resultado do processo de privatização de áreas centrais da YPF. Apenas cinco empresas contribuíram com 94% do capital nacional investido na privatização desses campos. Em termos do capital total, nacional e estrangeiro, a

⁶ As disposições sobre a liberalização do mercado de hidrocarbonetos, implementadas durante o Governo Alfonsín, foram mantidas pelo governo Menen

⁷ Segundo KOZULJ (op. cit., p. 103), a reconversão dos contratos significou para a YPF uma redução de sua capacidade de venda de aproximadamente 11,9 milhões de m³, ou 74,8 milhões de barris de petróleo/ano.

⁸ Em 1995, a YPF já detinha 50% da produção de petróleo. Esse aumento de sua participação deve-se basicamente ao agressivo programa de perfuração de novos poços implementado pela companhia (PETRO LEUM ECONOMIST, march 1995; april 1996).

⁹ Não obstante o país ter sido considerado pela PETROCONSULTANT (1995), como o país latino-americano no com a estrutura fiscal e legal mais favorável para investimentos em exploração.

contribuição dessas cinco empresas representa 48% do total investido nessa etapa do processo de privatização.

No refino, o grau de oligopolização também pouco diminuiu, uma vez que a YPF, a Shell e a Exxon continuam controlando o setor. De fato, o mercado de refino argentino sempre se caracterizou pela existência de uma grande capacidade ociosa (até 1990, apenas 65% da capacidade instalada de refino era utilizada) e pelo alto grau de oligopolização. A YPF respondia por 62% da capacidade de refino no país, enquanto a Shell e a Exxon respondiam por 18% e 16%, respectivamente. A existência dessa alta capacidade ociosa unida ao fato de que quase todo o petróleo bruto tinha que ser adquirido junto à empresa estatal determinou que as autoridades públicas adotassem um sistema de cotas para a distribuição do petróleo, de modo que as refinarias (estatal e privada) recuperassem equitativamente seus custos. Contudo, a partir de 1990, esse mecanismo é eliminado e a alocação do petróleo bruto entre as refinarias passa a ser feito via mercado. A eliminação da intermediação do Estado associada à privatização de áreas produtoras da YPF levou a que a capacidade ociosa da estatal aumentasse numa proporção maior do que a das refinarias privadas. A participação da estatal no petróleo processado caiu quatro pontos percentuais somente no ano de 1992. Essa redução da participação da estatal teve como contrapartida o aumento da participação da Exxon e da Shell, de forma que o mercado permaneceu sob o domínio de apenas três empresas¹⁰.

Quadro 2 - Participação das empresas na privatização das áreas centrais da YPF

No. de empresas	Grupos Estrangeiros	Milhões US\$	%
	A - Nacionais		
	Perez Companac	250,72	19%
	Astra	143,64	11%
	Techint	126,05	10%
	Bridas	75,15	6%
	Soldari	44,98	3%
	Inter Rio	28,32	2%
	Macri	10,44	1%
	Petrolera Patagônica	7,13	1%
8	Sub-total Capital Nacional	686,43	52%
	B - Estrangeiro		
	(FRA) Total	187,40	14%
	(USA) Oxy	115,55	9%
	(ESP) Repsol	87,00	7%
	(AUS) Ampolex	51,32	4%
	(CAN) C. Resources	47,84	4%
	(USA) Santa Fé Energy	31,46	2%
	(BRA) Petrobrás	30,79	2%
	(USA) Coastal Argent.	20,51	2%
	(USA) Development Co.	19,66	1%
	(USA) Q. Petroleum	15,71	1%
	(SUI) Marc Rich	13,75	1%
	(CAN) Norcen Int. Ltda.	9,18	1%
	(KOR) Dong Won Co.	7,20	1%
13	Sub-total Capital Estrangeiro	637,37	48%
21	TOTAL	1323,80	100%

- 1) PRIVATIZATION in LATIN AMERICA (1992); 2) ROBINSON, A. (1992);
3) GONZALES, G. (1993); 4) KOZULJ, R, BRAVO, V. & DI SDRIOAVACCA, N. (1993);
5) GERSHUNOFF (1994); 6) KOSACOFF, B. & BEZCHINSKY, G. (1994);
7) AZPIAZU, D. & VISPO, A. (1994); 8) PETROLEUM ECONOMIST, (1995)

Notas: 1) Os valores estão expressos em dólares correntes.

2) Estão computados os totais pagos em dinheiro e em títulos da dívida pública.

3) Os títulos utilizados como moeda na privatização são computados por seu valor de mercado.

¹⁰ Sobre a participação dessas empresas no refino, ver: BRAVO, (ap. cit., p. 66) e GERSHUNOFF, (op. cit., PP. 14-16)

Quadro 3 - Contribuição relativa de cada grupo empresarial na participação do capital nacional na privatização das áreas centrais da YPF

Número	Grupos Privados	Participação	
		Milhões US\$	%
	Nacionais		
	Perez Companac	250,72	38%
	Astra	143,64	20%
	Techint	126,05	20%
	Bridas	75,15	10%
	Soldati	44,98	6%
	Inter Rio	28,32	4%
	Macri	10,44	1%
	Petrolera Patagônica	7,13	1%
8	TOTAL	686,43	100%

Fonte: 1) PRIVATIZATION in LATIN AMERICA, (1992); .

2) ROBINSON, A. (1992); 3) GONZALES, G. (1993);

4) KOZULJ, R, BRAVO, V & Df SBRIOAVACCA, N. (1993); 5) GERSHUNOFF; (1994);

6) KOSACOFF, B. & BEZCHINSKY G. (1994); 7) AZPIAZU, D. & VISPO, A. (1994);

8) PETROLEUM ECONOMIST, (1995).

Notas: 1) Os valores estão expressos em dólares correntes.

2) Estão computados os totais pagos em dinheiro e em títulos da dívida pública.

3) Os títulos utilizados como moeda na privatização são computados por seu valor de mercado.

A privatização de três refinarias da YPF, durante o processo de privatização periférica, não foi capaz de tornar o mercado de refino mais competitivo. Isso porque as refinarias privatizadas, apesar de representarem cerca de 10% da capacidade instalada de refino do país, ou eram muito distantes dos grandes centros consumidores ou estavam aptas a processar apenas produtos muito específicos. Assim, o peso dessas refinarias no processamento de petróleo era bem menor do que seu peso na capacidade de refino¹¹.

Além disso, o setor de refino é tradicionalmente um setor oligopolizado devido a sua elevada escala de intensidade de capital. Dessa maneira, mesmo que se privatizassem, em separado, as maiores plantas de refino da YPF, dificilmente não se reproduziria uma estrutura de mercado altamente concentrada. A tendência à concentração é ainda maior devido a existência de uma grande capacidade ociosa no refino na Argentina e em grande parte das multinacionais de petróleo, como também devido à liberalização das importações de derivados.

O domínio existente no refino se reproduz na distribuição e na comercialização de derivados com a YPF Shell e Exxon controlando o mercado. A desregulamentação implementada - a abolição da necessidade de autorização para a instalação de postos de serviço, a liberdade para os postos de serviço mudarem de marca e a concessão de titularidade aos proprietários dos postos de serviço - não foi suficiente para acabar com a subordinação dos postos de serviço ao oligopólio formado pela YPF, Shell e Exxon. O longo prazo dos contratos de fornecimento e as dívidas financeiras que unem os postos de serviço a essas companhias impedem que, na prática, a desregulamentação tenha sucesso. O poder de mercado dessas empresas não é contestado por competidores potenciais em virtude do alto custo de transporte em relação aos centros internacionais e da inexistência de infra-estrutura portuária e de armazenamento que permita uma importação rápida e volumosa de derivados de petróleo. Assim, o oligopólio refinador "sugere" os preços de venda no varejo e os postos de serviço os aceitam. Pode-se argumentar que o domínio que a YPF a Shell e a Exxon exerciam sobre o refino, a distribuição e a comercialização era maior antes do processo de desregulamentação e de privatização. No entanto, anteriormente o poder de mercado dessas empresas era atenuado pela ação reguladora da Secretaria de Energia, que fixava os preços e as margens para cada setor e pelo controle estatal da YPF, que impunha à empresa um comportamento não exclusivamente comercial, subordinando suas metas

¹¹ Dentro do programa de "saneamento" da YPF estava prevista a privatização de três das seis plantas de refino da empresa estatal. As três plantas privatizadas - Dock Sud, Camp Duran e San Lorenzo - representavam apenas 15% da capacidade total de refino da YPF e foram adquiridas por grupos nacionais. A refinaria de San Lorenzo, com capacidade de 39.000 b/d, foi adquirida pelos grupos Perez Companac (56,5%) e Soldati (42,5%). A refinaria da Camp Duran, com capacidade de 27.9 b/d, foi adquirida pelos grupos: Perez Companac (40%), Macri (30%), Astra (15%) e Isaura (15%). Já a refinada de Dock Sud, com capacidade apenas de 4.100 b/d, foi adquirida pelo grupo Soldati.

comerciais a metas fixadas politicamente¹². Aliás, entre 1990 e 1993, período em que se desregulamentou o mercado e extinguiu-se o controle da Secretaria de Energia, o papel regulador foi implicitamente executado pela YPF que, obedecendo a determinações governamentais, agiu de forma a forçar uma estabilização dos preços e das margens de rentabilidade. Com a privatização e com a ausência de qualquer regulação estatal, essas empresas ficaram livres para exercer seu poder de mercado em detrimento dos consumidores.

1.1.3 Os aspectos fiscais e o nível de preços

O Estado arrecadou, conforme podemos observar no quadro 4, com a privatização do setor petrolífero, 5 bilhões de dólares. Essa receita equívale a 50% da receita efetiva total arrecadada pelo Estado com o programa de privatização, durante o período de 1990 a 1993. Em termos de receita nominal total, incluindo os títulos da dívida pública (externa e interna) utilizados como moeda de privatização, os recursos obtidos com o setor petrolífero, 6 milhões de dólares, representam 27% da receita total, 23 milhões de dólares, obtida pelo programa de privatização argentino, até 1993 (AZPIAZU & VISPO, op. cit., p. 135).

¹² Em muitas ocasiões, em decorrência de seu papel de empresa pública e de executora da política petrolífera nacional, a empresa via-se obrigada a produzir quantidades de petróleo inconsistentes com a relação preço/custo, a vender produtos abaixo do custo, outorgar contratos a empresas competidores nacionais e estrangeiros etc (Gerchunoff, op. cit., pp.9-10)

Quadro 4 - ARGENTINA: Privatização do Setor Petrolífero

Ano	Ativos da YPF privatizados	Valor Total Milhões US\$	Empresas Estrangeiras	Part (%)	Valor Milhões US\$	Empresas Nacionais	Part (%)	Valor Milhões US\$
1990	37 área marg	256,9	-	-	-	-	-	-
1991	Tordilo	157,3	(USA) Santa Fé Energy (USA) Development Co.	20,0% 12,5%	31,46 19,66	Techint Perez Companac	47,5% 20,0%	74,72 31,46
1991	El Huemul	187,4	(FRA) Total	100%	187,40	-	0,0%	0,00
1991	P. Hernandez	285,3	(USA) Oxy	40,5%	115,55	Perez Companac Petrolera Patagônica	57,5% 2,5%	162,62 7,13
1991	Vizcacheras	174	(ESP) Repsol	50,0%	87,00	Astra	50,0%	87,00
1991	Sta. Cruz I	55	(USA) Q. Petroleum (SUI) Marc Rich	28,6% 25,0%	15,71 13,75	Soldati	46,4%	25,54
1991	22 área marg	140,5	-	-	-	-	-	-
1992	Sta Cruz II	141,6	-	0,0%	0,00	Perez Companac Astra Inter Rio Holding	40,0% 40,0% 20,0%	56,64 56,64 28,32
1992	T del Fuego	143,5	(CAN) C Resources (USA) Coastal Arget	33,3% 14,3%	47,84 20,51	Bridas	52,4%	75,15
1992	Palmar Largo	36	(CAN) Norcen Int Ltda (KOR) Dong Won Co.	25,5% 20,0%	9,18 7,20	Macri Soldati	29,0% 25,5%	10,44 9,18
1992	Aguaragüe	142,7	(AUS) Ampolex (BRA) Petrobrás	35,7% 21,4%	51,32 30,79	Techint Soldati	35,7% 7,1%	51,33 10,26
1992	Ref C Duran	64,1	-	0%	0,00	Perez Companac Macri Astra Isaura	40,0% 30,0% 15,0% 15,0%	25,63 19,23 9,62 9,62
1992	27 área marg	67,1	-	-	-	-	-	-
1993	Ref Dock Sud	11,7	-	-	-	Soldati	100%	11,70
1993	Ref São Lourenço	12,2	-	0%	0,00	Perez Companac Soldati	56,5% 43,5%	6,89 5,31
1993	Óleodutos Valle	77,1	-	0%	0,00	Perez Companac Bolland Macri Bridas Astra Techint	32,0% 20,0% 18,0% 17,0% 10,0% 3,0%	24,67 15,42 13,88 13,11 7,71 2,31
-	Planta aerosoles	1,6	-	0%	0,00	Superservicios	100%	1,60
1993	Ebytem	19	-	0%	0,00	Isaura	100%	19,00
	Terminal Marit	10,1	-	0%	0,00	Perez Compacnac Techint Astra	100%	10,10
1993	Trans Petrolero	41,8	-	-	-	Astra	100%	41,80
	Interpetrol	8,7	-	-	-	Soldati	100%	8,70
1993	45% das ações	3040	-	28%	851,20	-	72%	2188,80
	Total	5074,6	-	-	1488,57	-	-	3121,53

Fonte: 1) PRIVATIZATION in LATIN AMERICA, (1992); .2) ROBINSON, A. (1992); 3) GONZALES, G. (1993); 4) KOZULJ, R, BRAVO, V & DI SBRIOVACCA, N. (1993); 5) GERSHUNOFF; (1994); 6) KOSACOFF, B. & BEZCHINSKY G. (1994); 7) AZPIAZU, D. & VISPO, A. (1994); 8) PETROLEUM ECONOMIST, (1995).

Notas: 1) Os valores estão expressos em dólares correntes.

2) Estão computados os totais pagos em dinheiro e em títulos da dívida pública.

3) Os títulos utilizados como moeda na privatização são computados por seu valor de mercado.

Os recursos efetivos totais obtidos com o programa de privatização explicam 78,6% do superávit global do Tesouro durante os últimos 9 meses de 1991, 42,3% do superávit do Tesouro durante o ano de 1992, e 20,9% durante o ano de 1993 (AZPIAZU & VISPO, op. cit., p.132).

Esses resultados nos permitem aferir que as receitas provenientes da privatização da YPF foram importantes para modificar as finanças do setor público, particularmente no início do Plano de Conversibilidade. Entretanto, esse efeito positivo sobre as contas fiscais tende a ser compensado a médio e longo prazos pela absorção do passivo da YPF pelo Tesouro Nacional, o que supõe posteriores recursos do Estado para as amortizações e o serviço dessa dívida¹³.

Além disso, a menor contribuição relativa das privatizações ao equilíbrio fiscal não indica um saneamento estrutural, que tenha feito as contas do Tesouro menos dependentes das receitas da privatização. Pelo contrário, desde o último trimestre de 1992, têm-se verificado sucessivos déficits operacionais nas contas do Tesouro, em função do crescimento dos gastos e do estancamento do crescimento das receitas tributárias. Esse desequilíbrio das contas públicas coloca sérias indagações para depois do término do programa de privatização e nos remete ao impacto da renúncia fiscal realizada pelo Estado durante o processo de desregulamentação do setor petrolífero.

Conjuntamente com o processo de desregulamentação implementado a partir de 1989, o governo argentino reduziu a pressão fiscal sobre o setor, eliminando o imposto sobre o processamento de petróleo bruto (a tarifa era de 10%) e reduzindo os impostos sobre as transferências de combustíveis (o imposto sobre a transferência de combustíveis foi reduzido, no período de 1988 a 1991, em 50% no caso das naftas, e em 18% no caso do diesel)¹⁴. Essa renúncia fiscal significou a transferência de receitas do setor público para o setor privado da ordem de 1.450 milhões de dólares anuais (valores de 1990)¹⁵.

Contudo, essa transferência de recursos não teve como destinatário o consumidor, pois, na ausência de regulação, essa redução dos impostos não foi repassada para os preços, mas sim apropriada pelos grupos privados que controlam o refino, a distribuição e a comercialização, via aumento da margem de lucro. Atualmente, os preços dos derivados encontram-se um pouco acima dos preços internacionais, e até agora as empresas privadas que atuam no segmento a jusante ainda não tiveram seus excessivos ganhos contestados por qualquer competidor potencial (GERSHUNOFF, op. cit., pp. 17-18).

A existência de barreiras naturais (alto custo de transporte, por exemplo), a ausência de facilidades de infra-estrutura e a inexistência de uma regulação que torne factível a contestação pela importação competitiva permitiram que as empresas instaladas no mercado interno tivessem "liberdade" para exercer seu poder de mercado e "empurrassem" os preços e suas margens de lucro acima dos níveis internacionais. Assim, a eficiência objetivada pelo Estado, em termos de preços, competição e arrecadação, não foi alcançada com a desregulamentação e a privatização da YPF.

Ao contrário da Argentina, a Venezuela realizou uma "abertura" do setor petrolífero ao capital privado a partir da empresa estatal, utilizando-a como instrumento de atração e coordenação nesse processo. É o que iremos abordar no capítulo a seguir.

2 O Modelo Venezuelano de Abertura do Setor petrolífero à Participação do Capital Privado

2.1 - A estrutura do setor antes da abertura

A PDVSA, holding estatal que exerce monopólio sobre as atividades petrolíferas na Venezuela, possui vasto campo de atuação que abrange, além de uma indústria petroleira de porte internacional, a aquisição de equipamentos no exterior (Bariven), a pesquisa e o desenvolvimento (Intevep), a indústria carbonífera (Carbozulia), a petroquímica (Pequiven) etc¹⁶.

¹³ A dívida da YPF, externa e interna, alcançou 8793,8 milhões de pesos, ao final de 1993 (AZPIAZU & VISPO, op. cit., p. 132).

¹⁴ Na reforma tributária de 1993, foram eliminadas as tarifas sobre o diesel e o gás natural (INFORME ECONÓMICO, abril, 1994, p. 92).

¹⁵ Para mais informações, ver: KOZULJ, (op. cit., p. 108) e OERSHUNOFF, (op. cit., p. 21).

¹⁶ A PDVSA foi instituída em 30 de agosto de 1976, tendo como atribuições a coordenação, a supervisão e o controle do setor, segundo diretrizes impostas pelo Ministério de Minas e Energia. Sua criação ocorreu depois de entrar em vigor, a partir de 1º de janeiro do mesmo ano a exclusividade na exploração, produção, ref. no, transporte, armazenamento, exportação e importação de hidrocarbonetos ao Estado, como previsto na Lei Orgânica de Hidrocarbonetos (Lei de Nacionalização), aprovada em 29 de agosto de 1975 (RANDALL, op. cit., P. 42).

Até a nacionalização da indústria de petróleo, atuavam no país diversas companhias petrolíferas, entre elas uma nacional (CVP - Corporación Venezolana de Petroleo) e treze estrangeiras. A partir de então, deu-se início a um longo processo de fusão dessas empresas, buscando alcançar os seguintes objetivos: homogeneidade na administração, no conhecimento e na difusão de informações entre as empresas, e, principalmente, redução de custos. Desse processo, concluído em 1986, resultaram três companhias operadoras verticalmente integradas: Maraven, Corpoven e Lagoven¹⁷.

A consolidação desse processo resultou na adoção de um modelo composto por uma holding e companhias operadoras separadas. Essa opção foi essencial para garantir a continuidade das operações, já que as muitas diferenças entre as empresas petrolíferas impossibilitavam uma gerência unificada. Além disso, como é a holding que se encontra diretamente subjugada ao governo, as empresas subsidiárias adquirem maior flexibilidade operacional. Esse modelo permite que Ministério e holding dividam atribuições na coordenação do setor.

2.2 A regulação do setor

Até a nacionalização, o Ministério de Minas e Energia realizava o controle do setor sob todos os aspectos, quais sejam: política energética, auditoria, inspeção, coleta de taxas correspondentes, administração de campos ou indústrias relacionadas ao governo, estudos geofísicos, acompanhamento da exploração, prevenção de contaminação etc. Depois da nacionalização, as atribuições do Ministério restringiram-se ao controle e auditoria, e à definição tanto da política petrolífera quanto da relação da holding com as operadoras. Enquanto isso, a coordenação, a supervisão e o gerenciamento direto do setor tomaram-se responsabilidade da PDVSA.

O controle do Ministério de Minas e Energia (Direção Geral de Hidrocarbonetos) - responsável pelo estabelecimento de diretrizes para o setor energético - sobre a holding é concentrado, principalmente, no aspecto financeiro. Sendo que, embora a empresa esteja incluída no orçamento ordinário do governo, seu orçamento individual é submetido à aprovação do Congresso. A PDVSA é auto-suficiente financeiramente, apesar de não ser autônoma na administração de seus recursos.

As receitas de exportação obtidas pelas companhias operadoras são recolhidas e administradas pela holding: 10% dessas receitas são retidas para financiamento das atividades da PDVSA e o restante retorna para as companhias filiadas de acordo com os planos de investimento previamente aprovados nas assembleias de acionistas e as necessidades de pagamento previamente comunicadas¹⁸. A PDVSA atua como uma câmara de compensação e de coordenação de suas filiadas, creditando e debitando o pagamento de juros relativos a cada operadora, de forma a maximizar os requerimentos de capital de giro dessas empresas.

A partir de 1982, essa autonomia da PDVSA na aplicação dos recursos financeiros é substancialmente reduzida. Embora continue a centralizar os recursos financeiros de suas empresas subsidiárias, a gestão desse fundo em moeda estrangeira não é mais realizado pela holding, sendo repassada para o Banco Central. A PDVSA passaria a ter um fundo equivalente em moeda nacional e um fundo rotativo de 300 milhões de dólares para fazer frente às suas necessidades de divisas (RANDALL, op. cit., p. 47).

2.3 A Estratégia Recente da PDVSA

Os objetivos da PDVSA são maximizar a apropriação de renda petrolífera pelo Estado e gerar um de divisas suficientes para equilibrar a balança de pagamentos e impulsionar o desenvolvimento econômico do país. Estes objetivos têm sido a justificativa para uma política agressiva de "abertura" ao capital privado e de maior inserção da PDVSA no setor petrolífero mundial. Por essas razões, a estratégia recente da empresa se resume em:

¹⁷ Em 1975, ano da nacionalização atuavam no país as seguintes empresas: Creole (subsidiária da Exxon), Amoco, Shell, Phillips, Mene Grande, Talon, Mito Juan, Pet-Mer, Ven-Sun, Mobil, Sinclair, CVP Chevron e Texaco. Já em 1977, o número de empresas havia sido reduzido para cinco e, em 1978, as 14 empresas iniciais tinham se fundido em quatro (Lagoven, Maraven, Meneven e Corpoven). A conclusão do processo se deu mediante fusão da Meneven com a Corpoven, dando origem à atual Corpoven (RANDALL, op.cit pp.44-45)

¹⁸ A PDVSA é a única acionista nessas companhias, assim, a assembleia de acionistas é uma expressão meramente formal, com as companhias submetendo seus planos de investimento à aprovação da holding. As necessidades de pagamento referem-se à necessidade de capital de giro das empresas operadoras. Essas despesas são notificadas com antecedência à PDVSA para que ela possa programar a aplicação das receitas obtidas com a exportação (após o pagamento dos impostos ao governo) em depósitos a prazo, em bancos no exterior.

1) Realizar contratos de longo prazo para a comercialização do petróleo cru de forma a cultivar uma relação estreita com clientes e associados, garantindo mercado consumidor, através, principalmente, de descontos acentuados nos preços.

2) Buscar expandir as atividades da empresa para a jusante da cadeia petrolífera, e concentrar a produção em mercadorias de maior valor agregado (vide Quadro 5), o que explica o fato de ser vedada a participação estrangeira no refino e na distribuição dentro do país¹⁹.

Quadro 5 - Plano de Produção de Derivados

	1994	2003
Gasolina/diesel/nafta	68%	79%
Resíduos	26%	15%
Óleo combustível	6%	6%

Fonte: Palestra proferida pelo Sr. Wladimir Yacolev - Diretor do CIED - Centro Internacional de Educação e Desenvolvimento - empresa filiada à PDVSA

3) Buscar mercados consumidores nos EUA²⁰ e na Europa por meio de joint-ventures ou leasings para refino, transporte, distribuição e venda, através de arrendamento ou aquisição de participação acionária em refinarias, oleodutos, embarcações e instalações para estocagem, postos de gasolina etc. Trata-se, enfim, de operações que permitam a absorção do óleo venezuelano sem a necessidade de fazer grande abatimento nos preços²¹.

4) Buscar parceiros para a aplicação comercial do projeto orimulsion²², de forma a que se possa eliminar o subsídio governamental para essa atividade.

5) Atrair investimentos privados para exploração e produção de novas áreas.

2.4 O Processo de "Abertura"

A entrada do capital privado no setor petrolífero ocorre, como já dissemos anteriormente, num contexto de déficit público, baixa capacidade de autofinanciamento, e financiamento externo restrito²³. Além disso, no âmbito internacional, verifica-se uma inversão das condições existentes na época da nacionalização, isto é, redução da participação dos países da OPEP na produção mundial e redução dos preços.

Apesar de a Lei de Nacionalização (1975) permitir a associação do Estado com empresas privadas, o processo de "abertura" na Venezuela começa, mesmo que timidamente, a partir de 1992, com a aprovação, neste mesmo ano, de contratos de serviço para recuperação secundária de campos marginais de petróleo pesado e extrapesado²⁴. Em 1992 e 1993, as negociações para reativação de campos inativos a leste e oeste da Venezuela atraíram grandes companhias como British Petroleum (BP), Shell, Total, Pennzoil, Maxus, e outras menos conhecidas. Nestes contratos de serviço, o óleo bruto recuperado constitui propriedade da PDVSA, através de suas subsidiárias, sendo que cabe ao contratista uma participação em dinheiro²⁵.

¹⁹ Podem ocorrer associações com empresas estrangeiras para refino, no caso de ser estratégico para a PDVSA. Se envolver, por exemplo, planta de refino que ela não domine tecnologicamente, ou no caso de a associação tornar possível um investimento extremamente custoso como o refino do betume, óleo extrapesado

²⁰ A PDVSA possui 15.000 postos de serviço nos EUA e 1.500 na Venezuela (CARIB-LATIN ENERGY CONSULTANT, nov. 1995, p. 12)

²¹ Para conseguir mercado para seu óleo pesado, a PDVSA oferece descontos no preço (como vimos no item 1), o que não ocorre, por exemplo, se ela mesma refinar seu petróleo ao comercializar seus derivados

²² Nome comercial do produto desenvolvido a partir do óleo extrapesado da Faixa do Orinoco. O orimulsion pode ser utilizado em plantas termelétricas. Outra forma de aproveitamento do óleo extrapesado (9° API) seria refiná-lo, porém, pelas características da matéria-prima, isso exigiria refino específico e extremamente caro

²³ Em 1993/1994, a Venezuela passou por grave crise de instabilidade política com reflexos na conjuntura econômica. Depois de o presidente em exercício sofrer um processo por envolvimento com corrupção, o que resultou em novas eleições (COUNTRY PROFILE, 1995, p. 4)

²⁴ Na primeira rodada, foram licitados 55 campos inativos e em 1993 foram licitados 13 campos e 79 poços inativos, com reservas provadas totais de 1.2 (10 milhões de barris e com uma capacidade de produção conjunta estimada em 430 mil b/d até o ano 2000 (COUNTRY REPORT, 4° quarter 1995, p. 20)

²⁵ Nos convênios operativos para reativação de campos, a PDVSA fica com uma porcentagem dos resultados de operação dos campos. Para isso, são realizadas licitações internacionais, e, neste caso, as empresas estrangeiras podem-se associar ou não a empresas nacionais.

Explorando as possibilidades de "abertura" permitidas pela lei de hidrocarbonetos, foram realizadas associações estratégicas com o capital privado²⁶. São algumas dessas associações: Lagoven/Shell-Exxon-Mitsubishi (projeto Cristóbal Colón)²⁷ para exploração e comercialização do gás natural líquido; Maraven-Conoco, Maraven-Total-Itochu-Marubeni, Corpoven-Arco e Lagoven-Mobil, para desenvolver e melhorar a qualidade dos óleos pesados e extrapesados da Faixa do Orinoco²⁸.

Em julho de 1995, foi alterada a Lei de Nacionalização de modo a permitir, a partir daquele momento, os convênios para a exploração a risco de novas áreas e produção de hidrocarbonetos sob o esquema de divisão de lucros, que permitiram a entrada do capital privado sem a obrigatoriedade de participação majoritária da PDVSA. Esses convênios vêm permitir o acesso mais amplo do capital internacional às reservas venezuelanas.

Este tipo de convênio teve início em janeiro de 1996, quando foram licitadas dez novas áreas (das quais oito foram efetivamente negociadas) que contêm quantidades substanciais de petróleo médio e leve²⁹. Nestes convênios, os riscos e custos do processo de exploração, bem como os encargos ficam por conta das empresas associadas. Se encontrado petróleo, será formada uma joint-venture reunindo a companhia ou o consórcio vencedor da licitação e a subsidiária originalmente possuidora da área³⁰.

Na nova empresa, a filial da PDVSA terá participação garantida de no máximo 35% das ações, e os investidores privados, os restantes 65%. Entretanto, se o investimento não for muito relevante na carteira de investimentos da empresa afiliada, ela poderá reduzir sua participação até 1%. A participação dessas empresas no convênio se dará mediante ações douradas (golden shares), que lhe conferem prerrogativas sobre aqueles temas que são submetidos à junta diretora da empresa mista (MOTA, 1995, p. 2; CARIB-LATIN ENERGY CONSULTANT, dez. 1995, p. 9).

O contrato para exploração e desenvolvimento deverá durar no máximo 29 anos, sendo que serão de três a cinco anos para exploração, dependendo da complexidade da área, podendo ser estendido por mais três a quatro anos, enquanto a fase de exploração comercial durará 20 anos a partir da aprovação do plano de desenvolvimento (CARIB-LATIN ENERGY CONSULTANT, dez. 1995, p. 12).

A parte da produção pertencente aos investidores privados será comercializada com a PDVSA a preços de exportação, sendo que os investidores poderão manter no exterior o resultado de suas vendas.

Este tipo de associação contribui justamente para agilizar a exploração do potencial do país para óleo e gás, pois, se dependesse de recursos próprios, isto ocorreria num prazo mais longo, o que se opõe ao objetivo de gerar o máximo de recursos num período reduzido.

2.4.1 A regulação do setor após o processo de abertura

O controle que a PDVSA exerce sobre suas companhias operadoras será estendido às joint-ventures formadas pela associação de suas três companhias operadoras com empresas privadas. A holding centraliza o controle financeiro sobre suas companhias operadoras pelo recolhimento e administração dos fundos dessas companhias. Tais fundos serão transferidos para estas empresas de acordo com a aprovação dos planos de investimentos nas assembleias de acionistas das joint-ventures, ou das operadoras isoladamente. Essa centralização gera um controle mais acirrado das empresas afiliadas, que acabam por concorrer entre si por um maior desempenho financeiro atestado pela PDVSA, garantindo, assim, a busca de maior eficiência produtiva. Dessa forma, visando a alcançar maior

²⁶ São chamadas de associações estratégicas com parceiros internacionais porque, através delas, a PDVSA obtém acesso a recursos que não teria disponíveis no mercado de capitais e à tecnologia de ponta.

²⁷ O projeto Cristóbal Colón será abandonado a partir de dezembro de 1996 pela baixa rentabilidade que deverá proporcionar, isto é, não renderia o mínimo de 10% esperado pelas empresas participantes.

²⁸ O contrato da Maraven com a Conoco prevê a extinção de 120 mil b/d de óleo extrapesado e sua conversão em um petróleo sintético de maior valor agregado (orimulsion). A Maraven está finalizando um contrato envolvendo a Marubeni, Total, Itochu, Statoil e Norsk Hydro para extrair e desenvolver 100 mil b/d de orimulsion. Semelhantes associações estratégicas estão sendo negociadas entre a Corpoven e Arco, 200 mil b/d, e entre a Lagoven e a Mobil, 100 mil b/d (PETROLEUM ECONOMIST, march 1996, p. 12; CARIBLATIN ENERGY CONSULTANT, nov. 1995, p. 13).

²⁹ Estas dez áreas localizam-se na parte oriental do país, nos Llanos centrais, no sul dos Andes e no vale do Lago do Maracaibo. São elas: 1) Catatumbo, 2) La Ceiba, 3) Guanare, 4) San Carlos 5) El Sombrero, 6) Guampiche, 7) Gulf of Paria West, 8) Gulf of Paria East 9) Punta Pescadore 10) Delta Centro. Sendo que a. áreas 1 e 5, respectivamente, Catatumbo (Lake Maracaibo) e El Sombrero (Llanos Centrais), originalmente pertencentes à Corpoven, não receberam proposta. Essas áreas eram basicamente gasíferas (PETROLEUM ECONOMIST, march 1996, pp. 12-13; CARIB-LATIN ENERGY CONSULTANT, dez. 1995, pp. 9-13).

³⁰ Nos convênios de exploração a risco sob esquema de lucros compartilhados, é considerado vencedor no processo de licitação quem oferecer maior porcentagem de petróleo por barril (antes da taxação) para a PDVSA (bônus PEG) e, no caso de empate, vence a licitação quem oferecer o maior Bônus de Assinatura.

coordenação no setor, e resguardando as especificidades das afiliadas, cabe à empresa-mãe impedir que cada operadora isoladamente assuma poder de mercado maior que as outras³¹.

Além de a fiscalização e o acompanhamento das atividades da joint-venture ocorrerem de forma internalizada - pela própria participação de uma das operadoras da PDVSA, através de golden shares - no que se refere aos novos campos recém-licitados será criado, para cada contrato, um comitê de controle formado pela CVP (Corporacion Venezolana de Petroleo - uma subsidiária da PDVSA)³². Este comitê - atuante mesmo na fase inicial dos trabalhos, quando os gastos são custeados apenas pelos investidores derivados -, tem como responsabilidade: a aprovação dos planos de exploração, dos cálculos de valorização e desenvolvimento, assim como de quaisquer modificações em tais planos, incluindo a extensão dos prazos de exploração e as reduções de produção determinadas por compromissos internacionais da Venezuela. O comitê tem acesso a todas as contas da joint-venture (balanços, balancetes, arrecadação de impostos etc.), e designa entes responsáveis pela fiscalização e pela auditoria (CAMPADÓNICO, 1996). Como podemos observar, o exemplo de regulação do setor petrolífero venezuelano se resume à imposição de diretrizes gerais de política energética e de parâmetros financeiros por parte do Ministério, e à execução de tais diretrizes pela holding através de suas subsidiárias. Sendo assim, o Estado, por meio de suas companhias, possui as informações necessárias sobre a atividade petrolífera, tais como o volume de produção, tempo de duração das reservas, volume exportado etc., sem que se prive de exigir eficiência e rentabilidade de suas empresas. Esta estrutura na qual o Estado tem papel-chave garantiu a participação privada no setor, principalmente a internacional, aliada a um controle estratégico deste importante recurso natural. o petróleo.

2.4.2 A questão fiscal

Já que o objetivo central das mudanças no setor petrolífero venezuelano é a atração de recursos para o setor e para o país, a questão tributária adquire importância fundamental, pois indica os valores arrecadados pelo Estado com a "abertura".

No que se refere às dez novas áreas recentemente licitadas, a base do processo licitatório foi o bônus anual de rentabilidade (bônus PEG), segundo o qual as companhias asseguram à empresa estatal uma porcentagem fixa do lucro bruto, antes da taxação, de no mínimo 10 e no máximo 50%.

Ficou estabelecido que este bônus seria distribuído entre estados e municípios nos quais se realizam as atividades petrolíferas, isentando as companhias de pagamento de impostos relativos a estas esferas. Este bônus constitui uma porcentagem fixa até alcançar a quantia de US\$ 1 bilhão, sendo que a partir daí esta porcentagem varia com a rentabilidade, medida de acordo com o retorno sobre os ativos fixos dos consorciados. Ficou estabelecido, no entanto, que o bônus será deduzido do imposto de renda sobre a atividade petrolífera.

Na definição dos vencedores do processo de licitação, no caso de empatarem as propostas de bônus de rentabilidade (PEG), o bônus de assinatura tem constituído critério de desempate. Como podemos observar no Quadro 5, para as áreas mais disputadas; o bônus de assinatura ultrapassa os US\$100 milhões. O processo de licitação gerou uma receita inicial para a PDVSA de US\$760 milhões. Além da arrecadação com o bônus de assinatura que totalizou, 245 milhões, a empresa arrecadou 515 milhões com a venda de pacotes com informações geológicas sobre as 10 áreas a serem licitadas³³.

O imposto sobre a renda chega a 67,7% para as atividades petrolíferas e, segundo a Lei de Hidrocarbonetos de 1967, os royalties deveriam ser de 16,66%. Entretanto, em 1995, ficou estabelecido que o Poder Executivo poderá ajustar o imposto a qualquer momento, desde que seja demonstrado que não é possível atingir as margens mínimas de rentabilidade para a exploração comercial.

³¹ Para exemplificar, podemos citar dois casos, anteriores à abertura. Em 1986, a Corpoven incorporou a Menevon, mas, para evitar assimetria entre as empresas, a produção e o refino no oeste e norte dos Andes da empresa incorporada foram destinados à Maraven, enquanto as bacias exploratórias do Lago Maracaibo ficaram para a Lagoven. Outro exemplo do controle e coordenação exercido pela PDVSA evidencia-se no fato de que, apesar de a Lagoven ter desenvolvido o projeto orimulsion, Maraven e Corpoven tiveram que participar do negócio

³² A CVP foi reativada para coordenar a nova modalidade de participação do capital privado no setor petrolífero venezuelano que é o convênio de exploração a lucros compartilhados. Em agosto de 1996, as companhias vencedoras do processo de licitação, realizado em janeiro, assinaram contrato com esta estatal. Como poderemos ver posteriormente, a joint-venture formada entre o capital privado e uma das subsidiárias originalmente possuidora da área somente terá início após confirmada a existência de petróleo. Até então, o risco e custos correrão unicamente por conta do consórcio ou da empresa privada, sob coordenação da CVP (COUNTRY REPORT, 3º quarter 1995, nº 01).

³³ Cada pacote de informação sobre cada área foi vendido por 50 mil dólares. Como cada empresa só poderia concorrer em cinco leilões, os pacotes com as informações de todas as 10 áreas foram vendidos por 250 mil dólares (CARIB-LATIN ENERGY CONSULTAN; dez., 1995; PETROLEUM ECONOMIST, march, 1996, p. 13)

Além disso, é preciso destacar que o valor fiscal das exportações que era de 20%, em 1990, foi reduzido para 19% em junho de 1992, para 18% em outubro do mesmo ano e, a partir de janeiro de 1993, para 16%, até ser totalmente eliminado em 1996 (RODRIGUES, 1.995, p. 121).

Esse abrandamento da carga fiscal sinaliza uma mudança de estratégia do governo para aumentar sua receita petrolífera. A excessiva carga tributária imposta antes da nacionalização e, posteriormente a ela, dificultava a expansão dos investimentos em exploração. Além disso, o rápido crescimento da demanda interna por derivados e o subinvestimento que caracterizou os 10 anos anteriores à nacionalização tomavam necessários pesados investimentos em exploração, com finalidade de preservar o futuro desenvolvimento da indústria. Assim, não restava outra alternativa ao governo do que buscar aumentar a sua receita petrolífera, mediante o aumento da massa de recursos gerados pela indústria.

A questão que permanece em aberto para a Venezuela, e que ameaça de certa forma a continuidade dessa estratégia para a indústria petrolífera, é a capacidade de o governo transformar esse aumento das receitas petrolíferas em uma efetiva melhora das condições de vida de sua população.

É amplamente reconhecido que os investimentos petrolíferos têm um baixo efeito multiplicador sobre o restante da economia e sobre o emprego. Além disso, as receitas em divisas originadas pela exportação do petróleo (petrodólares) provoca a apreciação cambial e o aumento dos preços em moeda nacional, o que reduz a capacidade de exportação dos produtos não-petrolíferos e facilita as importações, além de reduzir o poder aquisitivo da população. Essa situação tem exacerbado a assimetria existente na Venezuela entre o setor petrolífero e o restante da economia, aumentando ainda mais as desigualdades sociais.

Quadro 6 - Investimentos, Reservas, Produção e Consorciados das 8 Áreas Negociadas

Área/Nome	Investimentos (\$m)		Investimentos Totais Estimados (US\$mm)*	Capacidade de produção provável (Mil b/d)	Bônus Peg(%)	Bônus de Assinatura (\$m)	Reservas Prováveis (milhões de bis)	Companhias vencedoras
	1 ano	5 anos seguintes						
(2) La Ceiba	129	1.492	50(60)	160	50	104	791	Mobil(37,5%) Veba(37,5%) Nippon(25%)
(3) Guanare	55	541	30(40)	180	50	-	825	Elf Aquitaine(50%) Conoco(50%)
(4) San Carlos	28	698	20(30)	95	40	-	405	Perez Companac(100%)
(6) Guarapiche	162	1.583	60(64)	200	50	109	990	British Petroleum (37,5%) Amoco(37,5%) Maxus(25%)
(7) Gukf of Paria West	144	1.146	30(45)	135	50	21	600	Conoco(100%)
(8) Gulf of Paria East	121	1.201	30(45)	130	29	-	630	Enron (90%) Inelectra (10%)
(9) Punta Pescador	99	695	40(50)	134	50	11	700	Amoco(100%)
(10) Delta Centro	107	1.393	58(60)	160	41	-	820	Lousiana (37,5%) Norcen (37,5%) Benton (25%)
Total	845	8.749	318(394)	1.194	-	245	5.761	

Fonte: CLEC (novembro e dezembro de 1995) e Petroleum Economist (março de 1996).

* valores estimados máximos e mínimos

O maior desafio que se coloca para a Venezuela não é tanto aumentar a sua receita petrolífera, mas conseguir que essas receitas sejam amplamente distribuídas entre seus cidadãos.

3 Conclusão

Como destacamos, apesar de os anos 80 terem presenciado a transformação da privatização num fenômeno político de amplo espectro, existem ainda fortes razões teóricas e práticas que sustentam a necessidade da intervenção do Estado na economia. Entre os fatores teóricos, podemos citar: as externalidades públicas e de propriedade, principalmente quanto à preservação dos recursos naturais, as imperfeições dos mercados e das informações.

Entre as questões práticas, podemos destacar a necessidade da presença estatal para mobilizar recursos e capacidades indisponíveis no setor privado de alguns países, para preservar determinados interesses estratégicos para o país e para regular o poder de mercado dos grandes oligopólios que continuam a desafiar a contestabilidade teórica.

Analisamos ao longo do texto duas tendências opostas de intervenção estatal no setor petrolífero verificadas na América Latina, representadas pela Argentina e pela Venezuela.

A Argentina privatizou sua estatal e não providenciou arcabouço de regulação que permitisse o monitoramento do setor de acordo com interesses públicos e estratégicos do país. Como resultado, além desse país não dispor de informações importantes sobre a cadeia petrolífera, o governo argentino não atingiu os objetivos almejados desde o início do processo, como por exemplo, a atração de capital externo, a promoção da contestabilidade, a redução de preços e aumento da arrecadação.

No setor de produção, a privatização de áreas centrais da YPF atraiu pouca participação privada e teve pequena atuação de grandes companhias privadas de petróleo. Assim, passou-se de uma situação em que a empresa estatal detinha 65% da produção para uma situação em que apenas seis empresas detêm cerca de 90% da produção e das reservas petrolíferas do país, sendo que uma delas - a YPF - possui sozinha 50% da produção. No refino e na distribuição, a concentração é ainda maior, pois apenas três empresas continuam controlando esses setores e impondo seu poder de mercado sobre os postos de abastecimento e sobre os consumidores.

Os preços dos derivados, ao contrário do que se esperava, permanecem acima dos preços executados no mercado internacional, não obstante a redução da carga tributária que incidiam sobre eles.

Além disso, a omissão do Estado no controle das reservas, sem a instituição de um órgão regulador, gerou um aumento desordenado da produção, provocando uma brutal redução da relação reservas/produção em apenas quatro anos, e transformou a Argentina num país exportador sem que fossem executados trabalhos de exploração em novos campos. É significativo ainda o fato de que fazer do Estado um rentista não proporcionou, apesar do aumento da produção, um aumento percentual da arrecadação fiscal com a atividade.

Na Venezuela, ao contrário, a inserção privada no setor petrolífero realizou-se de forma complementar à presença estatal, atuando em parceria ou isoladamente sob controle do Estado. Essa estratégia utilizada pelo país mostrou-se, pelos resultados iniciais obtidos, bastante promissora. No que se refere à atração de capital internacional, deduzindo pelos valores obtidos com os bônus de assinatura e com os pacotes de informações geológicas, a licitação das 10 áreas foi bastante concorrida, atraindo 75 companhias, sendo que entre as ganhadoras estavam grandes companhias internacionais como: Mobil, Veba, Nippon, Conoco, Elf, Amoco, BP e Enron; companhias de menor expressão tais como Maxus, Norcen, Benton, Louisiana, e também uma companhia venezuelana, a Inelectra.

Apesar da reduzida participação direta do capital privado nacional nas licitações das 10 novas áreas (apenas uma empresa), espera-se que haja efeitos multiplicadores através da contratação de firmas de serviços, equipamentos, transporte, construções etc., influenciando positivamente o resto da economia. Para aumentar esses efeitos multiplicadores, o governo venezuelano pretende criar um fundo de inversão petroleira, mediante a colocação de ações de filiais da PDVSA no mercado de capitais com a finalidade de permitir aos poupadores venezuelanos participarem de investimentos estatais relacionados com a atividade petrolífera.

Segundo cálculos da PDVSA, espera-se arrecadar entre US\$ 15 a 20 bilhões no início do próximo século como receita de exportação, além de se esperar, nos seis primeiros anos, investimentos privados da ordem de US\$ 9 bilhões. Entretanto, estas expectativas estão fundamentadas em estimativas de um crescimento da demanda mundial de aproximadamente 2% ao ano durante os próximos anos, se situando em torno de 75-85 milhões de b/d. Se isto ocorrer, a OPEP poderá participar com 35-45 milhões de b/d deste volume. Assim, se for mantida a quota venezuelana na OPEP na proporção atual (10% de teto), o seu nível de produção estaria em torno de 4 milhões de b/d. Um erro de expectativas pode dessa forma complicar a situação da Venezuela na OPEP ou até mesmo impor uma limitação na produção, ainda uma questão em aberto principalmente se levarmos em consideração que a produção não depende mais apenas do Estado (através da PDVSA e de suas subsidiárias), mas também dos participantes privados (BERTI, 1996).

Essas incertezas com relação à demanda mundial de petróleo, à participação da OPEP no atendimento dessa demanda e ao jogo de forças dentro da OPEP não alteram o fato de que a manutenção do controle estatal no setor petrolífero venezuelano não desestimulou a entrada de capitais externos. Ao contrário, os valores dos bônus pagos pelas companhias dão uma mostra de quão atrativas foram as oportunidades de investimento para as oito novas áreas negociadas para os convênios de exploração a risco e produção sob esquema de divisão de lucros em janeiro de 1996, neste país.

Pode-se argumentar que o sucesso da Venezuela se deve antes de tudo à atratividade de suas reservas, o que em parte não deixa de ser verdade. No entanto, o que interessa não é a magnitude dos valores, mas o fato de o controle estratégico da indústria permitir ou não a aquisição desses valores. Isentar-se desse controle é uma atitude que países ainda com grande potencial de desenvolvimento econômico como Argentina e Venezuela não podem se permitir.

De uma maneira geral, podemos dizer que a fixação atual de aumentar a eficiência microeconômica pode não acarretar os resultados esperados, pois o aumento da rentabilidade microeconômica nem sempre significa um aumento de eficiência no plano macroeconômico, principalmente quando se analisa a distribuição de renda e a rentabilidade agregada. É notório que os investimentos privados, no atual momento de escassez de recursos públicos, são muito bem-vindos, entretanto, é necessário que sejam delimitados os direitos e deveres dos investidores. Essa preocupação tem sentido se pensarmos que o petróleo ainda é um recurso escasso, não-renovável e estratégico dado a sua importância na cadeia produtiva e na matriz energética mundial.

Referências Bibliográficas

- ANUÁRIO ESTATÍSTICO ARGENTINO. Ministério de Economía y Obras y Servicios Público, INDEC, Buenos Aires, 1994.
- AZPIAZU, Daniel & VISPO, Adolfo. Algunas Enseñanzas de las Privatizaciones en Argentina. In: Revista de la CEPAL, n 54, dezembro de 1994
- BERTI, Humberto Calderón. Debemos seguir en la OPEP. Venezuela Analítica: Revista Eletrónica Bilingue, No. 7, setembro de 1996.
- BRAVO, V. Consequências e Repercussões da Privatização do Setor Petróleo na Argentina e na possível queda do Monopólio Constitucional do Petróleo no Brasil (Mesa 2), Seminário "O Setor Petrolífero Argentino e Brasileiro: Contextualização e Comparação" in Cadernos de Energia, UFRJ, n 1, março de 1994. pág. 59.
- CAMPADÓNICO, HUMBERTO. Cambios en el Régimen de Contratación Petrolera en América Latina en la Década de los Noventa, CEPALI UNCTAD, março de 1996.
- CARIB-LATIN ENERGY CONSULTANT (CLEC). novembro de 1995.
- _____ . dezembro de 1995.
- COUNTRY REPORT. The Economist Intelligence Unit.: Venezuela. 2º trimestre, 1995.
- COUNTRY REPORT. The Economist Intelligence Unit.: Venezuela. 3º trimestre, 1995.
- COUNTRY REPORT. The Economist Intelligence Unit.: Venezuela. 4º trimestre, 1995.
- COUNTRY PROFILE. The Economist Intelligence Unit.: Venezuela (1994-1995).
- DEL CASTILLO, Graciana. Privatization in Latin America: from Myth to Reality. Série Reformas de Política Pública, no. 32, United Nations (Economic Commission for Latin America and the Caribbean, Santiago, 1995.
- GERCHUNOFF, Pablo. Las Privatizaciones en la Argentina. Serie de documentos de Trabajo, n 121, BID, março de 1992.
- _____. Privatizacion y Desregulacion del Sector Petrolero en la Argentina. Série Reformas de Política Pública, n 24, United Nations (Economic Commission for Latin America and the Caribbean, Santiago, 1994.
- GERCHUNOFF, Pablo & CÁNOVAS, Guillermo. Las privatizaciones en la Argentina: impactos micro y macroeconómicos. Serie Reformas de Política Pública, no. 21, United Nations (Economic Commission for Latin America and the Caribbean, Santiago, 1994.
- GONZALEZ, Gustavo. O processo de privatização na Argentina. In: Conjuntura Econômica, vol. 47, ng 3, março de 1993. pg. 73-76.
- INFORME ECONÓMICO. Ministério de Economía y Obras y Servicio Publico. Argentina, ano 2, n 8, abril de 1994.
- KOSACOFF, Bernardo & BEZCHINSKY, Gabriel. Nuevas Estrategias de las Empresas Transnacionales en la Argentina. In: Revista de la CEPAL, ri 52, abril de 1994.
- KOZULJ, R., BRAVO, V & DISBRIOAVACCA, N. La Política de Desregulación Petrolera Argentina y sus Impactos. Revista Brasileira de Energia, vol.3, no. 1, 1993.
- KOZULJ, R.. La Evolucion del Sector Petrolero desde la Desregulacion: Inversión Pública y Rentabilidad privada. Desarrollo y Energia, vol. 3, ri 5, 1994.
- MOTA, Leo Figarella. Fundamentos Juridicos y Tecnicos de la Apertura Petrolera. In: Revista SIC. Venezuela, julho de 1995.
- OPEC BULLETIN. fevereiro de 1996.

- OLADE - Latin American Energy Organization - Estadísticas e Indicadores Economico Energeticos de America Latina y Caribe, Quito, junio de 1996.
 - PETROLEUM ECONOMIST, The Guide to World Energy Privatisation London, march, 1995.
 - PRIVATIZATION IN LATIN AMERICA. Latin Finance Supplements, março 1992.
 - RANDALL, Laura. The Political Economy of Venezuelan Oil. Praeger Publishers, New York, 1987.
 - RODRIGUES, Gisele M. Senra. "Integração Vertical e Inovações Organizacionais: O Caso da Petroleos de Venezuela S..A. " IEI/UFRJ. Tese d Mestrado. 1995.
 - SALNIERS, Alfred H. The State Companies: a Public Policy Perspective In: WIRTH, John D. (org.). Latin American Oil Companies and the Politics of Energy. University of Nebraska Press, 1985.
 - SOLBERG, . YPF: The Formative years of Latin America's Pioneer State Oil Company (1922-1939). In: WIRTH, John D. (org.). Latin American Oil Companies and the Politics of Energy. University of Nebraska Press. 1985.
- STARR, Paul. The Meaning of Privatization. In: KAMERMAN, Sheila B. & KAHN, Alfred (ed.). Privatization and the Welfare State, Princeton University Press,