



A ECONOMIA POLÍTICA DO PETRÓLEO E DO GÁS NA AMÉRICA LATINA

Francisco Monaldi

Working Paper nº 9, Julio de 2010



www.plataformademocratica.org

A Economia Política do Petróleo e do Gás na América Latina¹

Francisco Monaldi²

I. INTRODUÇÃO

A década de noventa foi testemunha de um importante aumento nos investimentos no setor de petróleo e gás na América Latina. Na maioria dos países, o investimento privado aumentou consideravelmente logo após as privatizações e liberalizações do setor. Na Argentina, Bolívia, Brasil, Equador e Venezuela, o investimento privado em petróleo, alguma forma de privatização, ou ambas as modalidades geraram importantes incrementos nas reservas e na produção de petróleo e gás.

Na última década, no entanto, a região experimentou uma nova onda de nacionalizações no setor de hidrocarbonetos, com incremento na participação fiscal e no controle do Estado. Argentina, Bolívia, Equador e Venezuela foram exemplos desta tendência. A crescente alta dos preços internacionais do óleo cru pressionou os sistemas tributários pouco progressivos e imperfeitos, e os Governos que não viram aumentar a contribuição fiscal do petróleo no mesmo ritmo que os preços internacionais. Mais ainda, em muitos casos o aumento dos preços internacionais coincidiu com a fase decrescente dos ciclos de investimento, quer dizer, com situações nas quais as companhias produtoras já haviam realizado significativos investimentos em ativos imobilizados e estavam em processo de recuperá-los. Este conjunto de fatores contribuiu para que vários países da região experimentassem esta onda de nacionalizações e expropriações.

Sem embargo, é importante constatar que existe considerável variação dos momentos em que se deram as mudanças de política e a direção que esta tomou. E mais, em contraste com a tendência regional antes descrita, na década passada Brasil, Colômbia e Peru fortaleceram seus marcos institucionais e direitos de propriedade sob os quais as companhias produtoras operam. A divergente evolução dos países pode ser explicada em boa parte pela economia política do setor em cada um deles, nisto concentraremos neste trabalho. Igualmente

¹ Este trabalho nutre-se fundamentalmente da linha de pesquisa sobre o setor petrolífero que venho desenvolvendo junto com meu colega Osmel Manzano (BID e IESA), a quem agradeço profundamente pela frutífera colaboração de muitos anos. Também gostaria de agradecer muito especialmente a Mercedes Briceño por sua contribuição na redação e revisão deste documento e por seus excelentes comentários e observações. Ramón Espinosa, Stephen Haber, Peter Nolan, Luis Pacheco e Luisa Palacios têm sido fonte de enriquecedora discussão sobre os temas aqui tratados. Agradeço a Graciela Urdaneta e Sebastián Scrofina por seu eficiente apoio na elaboração das tabelas e gráficos. Pelos erros remanescentes, a responsabilidade é, por suposto, unicamente do autor. Este trabalho é parte do projeto "Dinâmicas geopolíticas globais e o futuro da democracia na América Latina", desenvolvido pela Plataforma Democrática, consórcio formado pelo Instituto Fernando Henrique Cardoso e pelo Centro Edelstein de Pesquisas Sociais, organizações cujo apoio e financiamento agradeço.

² Diretor do Centro Internacional de Energía y Ambiente do Instituto de Estudios Superiores de Administración, IESA, Caracas, Venezuela. Professor do IESA e da Universidad Católica Andrés Bello (UCAB). Professor Convidado da Universidad de Los Andes, Bogotá, e Professor Visitante de Stanford University (2008-2009). Ph.D. em Economia Política (Stanford), Mestre em Economia (Yale), Economista (UCAB).

avaliaremos a possível evolução do setor na próxima década e suas implicações para os países e a região.

II. A ECONOMIA POLÍTICA DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO

A análise da economia política do setor de hidrocarbonetos deve levar em conta a interação entre fatores como: 1) as *características próprias* do setor, que o diferenciam de outras indústrias, 2) a dotação de recursos em cada país, vale dizer, o potencial geológico, as reservas e se é deficitário ou superavitário em hidrocarbonetos (importador ou exportador neto); 3) as características do marco institucional e contratual, incluindo o sistema tributário; e 4) fatores econômicos, incluindo a etapa do ciclo de investimentos em que se encontra um país (e seu risco), a mudança tecnológica, a dependência das rendas do petróleo por parte do fisco e o ciclo de preços, para assim chegar a conclusões sobre seu impacto nas políticas e o desempenho do setor nos países da região, entendido este como a produção e o investimento.

É claro que as tendências ideológicas na região também têm influência sobre as políticas energéticas dos países. Sem embargo, argumentamos neste trabalho que, apesar da aparente proeminência da variável ideológica, os determinantes primordiais das políticas para o petróleo são os fatores setoriais, geográficos, institucionais e econômicos mencionados anteriormente.

Características do setor de hidrocarbonetos que afetam sua economia política

Para analisar a economia política dos hidrocarbonetos na América Latina é preciso levar em conta as *características próprias do setor* e as implicações que estas têm sobre a governabilidade, as instituições e as políticas do setor. É um setor onde: (1) geram-se rendas muito significativas, (2) existem altos custos perdidos (investimentos imobilizados), (3) a maior parte das reservas se encontra localizadas em países institucionalmente débeis, com altos riscos políticos, (4) há uma significativa variação no risco existente nas diferentes etapas de desenvolvimento do setor: a exploração do petróleo implica alto risco geológico, enquanto estes riscos diminuem consideravelmente nas fases do desenvolvimento da jazida e da produção, (5) os produtos, o gás ou os derivados do petróleo, como a gasolina, são consumidos amplamente pela população, e (6) o preço do petróleo (e em alguma medida do gás) no mercado internacional é volátil, portanto as rendas provenientes do petróleo também o são (Manzano e Monaldi 2008). Estas características possuem implicações muito importantes na evolução do marco institucional do setor, assim como nos conflitos contratuais entre governos, companhias e consumidores.

Diferentemente de outras indústrias, a exploração de petróleo e, em menor medida, a exploração do gás geram importantes *rendas*. Estas geralmente se definem como o lucro que excede o custo de oportunidade dos fatores de produção reprodutíveis (trabalho e capital). As rendas podem resultar da presença de custos de extração naturalmente baixos ou de reservatórios minerais de qualidade muito alta (preços altos), em relação ao produtor marginal. Estes tipos de rendas são conhecidos como “rendas diferenciais”. As rendas também podem surgir de restrições monopolísticas ao acesso às reservas, ou de restrições de produção tipicamente enquadradas na ação de cartéis. No caso da América Latina e no mundo, o custo de extração por barril varia tipicamente entre US\$1 e US\$20. No marco destes preços, o recente aumento dos preços a níveis acima de US\$70 o barril gerou rendas exorbitantes.

Em teoria, estas rendas podem ser captadas pelos Estados sem afetar a produção no longo prazo. Com este propósito, os Estados podem utilizar ferramentas inerentes a seu controle soberano sobre os impostos e as regulamentações, assim como os direitos de propriedade que possuem sobre o subsolo. Enquanto o produtor cubra seus custos e obtenha um rendimento que compense suficientemente o risco, a captação de rendas por parte do Estado não deveria criar obstáculos ao desenvolvimento do potencial do setor.

Não obstante, na prática, em algumas ocasiões as companhias de petróleo retêm parte importante destas rendas e, em outras, os Estados sobre-extraem recursos e/ou expropriam os investidores, não lhes permitindo recuperar o investimento com um retorno atrativo. No primeiro cenário, o Estado e seus cidadãos perdem rendimentos financeiros que podem ser significativos, sem qualquer justificativa econômica. No segundo cenário, se desestimula o investimento de longo prazo e se afeta o desenvolvimento do potencial do setor.

Esta incapacidade de captar eficientemente as rendas geradas na exploração de hidrocarbonetos se deve a arranjos contratuais rígidos e à falta de progressividade dos sistemas tributários, através de cujo formato o Estado obtém um aumento na coleta de impostos proporcionalmente inferior ao aumento do preço do petróleo. Este fato faz com que, diante de aumentos importantes do preço internacional do petróleo, os governos tenham incentivos para não honrar os compromissos assumidos em períodos com níveis de preço inferiores. Por outra parte, em períodos de preços baixos, os marcos institucionais geralmente tornam o investimento pouco atraente.

A presença de rendas e sua distribuição geram tensões não somente entre os governos e as companhias operadoras, como entre outros grupos de interesse, tais como trabalhadores, governos regionais e consumidores locais. Isto se vê reforçado porque não há uma distribuição ótima da renda desde o ponto de vista da economia positiva. Não é uma questão de eficiência, mas de natureza fundamentalmente distributiva, normativa e, no final, política.

A indústria de petróleo e de gás também se caracteriza pela existência de altos custos *perdidos*, isto é, ativos que, por sua própria natureza, tornam-se imobilizados antes que as empresas comecem a recuperar seu investimento. Os estudos sísmicos, a exploração e o desenvolvimento de jazidas, e a construção de oleodutos ou gasodutos são exemplos de ativos imobilizados. Uma vez que estes ativos se dedicam ao uso em questão, seu valor *ex post* em usos alternativos é muito baixo, o que abre a porta para a apropriação por parte do governo do que se denomina *quase-rendas* ou a diferença do custo oportunidade (valor alternativo) dos ativos, antes e depois de serem *perdidos* em um investimento particular.

Nestes casos, as companhias continuarão operando na medida em que recuperem os custos operacionais (que são proporcionalmente pequenos) e a porção “não-perdida” de seu investimento, mesmo quando não recuperem a porção “perdida”. Como resultado disso, os governos e outros atores terão incentivos para expropriar as *quase-rendas*, uma vez que tenha sido feito o grosso do investimento imobilizado mediante a mudança das condições de investimento, seja via aumento de impostos, mudanças regulatórias ou fixando-se unilateralmente os preços no mercado local, por exemplo, do preço da gasolina ou das tarifas de gás, em níveis inferiores ao custo de oportunidade. Os benefícios políticos de não honrar compromissos assumidos com as companhias são altos. No curto prazo, o governo pode extrair abundantes recursos fiscais ou transferi-los aos consumidores via preços artificialmente baixos dos produtos, sem provocar um impacto significativo na produção.

Esta lógica se aplica inclusive ao caso de que estamos falando de companhias de petróleo do Estado. A expropriação dos lucros das companhias do Estado também pode gerar benefícios políticos no curto prazo, com efeitos de longo prazo na produção e no investimento, dependendo do caráter corporativo do governo e do marco político institucional, entre outras variáveis. De fato, as empresas estatais, em alguns casos, são as maiores vítimas da sobre-extração de rendimentos por parte dos Estados. PEMEX, Petroecuador e PDVSA foram, na última década, exemplos patentes disso. A “expropriação” de rendimentos das empresas estatais é a norma na região, não a exceção. A Petrobrás é um caso de estudo interessante de uma empresa estatal que conseguiu manter sua capacidade de investimento e inclusive expandir-se para fora de suas fronteiras.

Além do mais, o fato de os produtos do setor de hidrocarbonetos serem consumidos amplamente pela população faz com que os consumidores pressionem os governos para que estes estabeleçam subsídios cruzados ou outras regulamentações que favoreçam determinados grupos de interesse, assim como também transformam o produto em um assunto altamente politizado.

A exploração e produção de petróleo, e em menor medida de gás natural, são particularmente arriscadas porque a maior parte das reservas mundiais de hidrocarbonetos se concentra em países em desenvolvimento com instituições muito frágeis e com altos riscos políticos. Os governos destes países têm dificuldades para convencer os investidores de sua capacidade de comprometimento e respeito aos acordos assinados, de maneira tal que tanto os investidores privados como as empresas estatais possam recuperar seus custos perdidos. Se os benefícios políticos que podem ser obtidos por não honrar os acordos são altos e os custos de curto prazo de fazê-lo são baixos, então somente a presença de fortes instituições domésticas ou mecanismos externos que possam forçar seu cumprimento podem garantir a credibilidade dos direitos de propriedade. Tanto é assim que os mecanismos externos para fazer cumprir os compromissos desempenharam um papel muito mais importante do que as instituições domésticas através da história do investimento em petróleo e minerais em países em desenvolvimento. Um exemplo recente destes mecanismos para forçar o cumprimento externo é a inclusão da arbitragem internacional nos contratos, o uso de tratados bilaterais ou multilaterais de investimento, e empréstimos garantidos pelas contas a serem cobradas das exportações de petróleo. Existem, por suposto, algumas poucas exceções, como é o caso da Noruega, do Chile e recentemente do Brasil e da Colômbia, onde as instituições regulatórias e políticas locais têm sido garantia suficiente para os investidores em setores caracterizados por altos custos perdidos (Levy e Spiller 1996; Manzano e Monaldi 2008).

O risco geológico e econômico varia significativamente entre os projetos petrolíferos e, dependendo do nível de risco e da magnitude dos projetos, os governos estarão mais ou menos dispostos a convidar empresas multinacionais e a oferecer, ou não, condições atraentes para o investimento (Nolan 2010). A existência de altos riscos geológicos na fase de exploração provê incentivos para que os governos ofereçam condições atraentes aos investidores nesta fase. No entanto, quando a exploração é bem-sucedida, os governos começam a ter incentivos para renegociar as condições iniciais. Os contratos geralmente não incorporam cláusulas que permitam aos governos apropriar-se de todas as rendas que são geradas logo que ocorre uma descoberta significativa. Como resultado disso, ainda na fase inicial de produção, os governos têm incentivos para renegociar as condições contratuais e fiscais após uma descoberta de grandes reservas.

As empresas estatais costumam posicionar-se em etapas e projetos de menor risco como, por exemplo, em campos já desenvolvidos e maduros, em áreas que não requerem tecnologia de ponta. A razão fundamental é que as empresas estatais possuem menos capacidade de lidar com grandes projetos de alto risco porque, diferentemente das empresas multinacionais, costumam ter suas reservas concentradas em uma só área geográfica e, portanto, estão menos diversificadas. Do mesmo modo, o acionista estatal costuma ser mais adverso a assumir riscos muito altos, não oferecendo incentivos ao gerente estatal para assumir tais riscos (Nolan 2010).

Em contraste com isto, nos projetos que se encontram na fronteira tecnológica ou em zonas de maior risco geológico, as empresas multinacionais de grande escala costumam posicionar-se melhor. Por exemplo, na exploração de novas províncias petrolíferas, em zonas de muito difícil acesso (grandes profundidades em alto mar), ou no desenvolvimento de projetos de óleo cru não convencional (betume). Certamente, existem exceções, como é o caso da Petrobrás (Brasil) e da Statoil (Noruega) que se destacaram por sua capacidade de extração em alto mar e em diferentes regiões do mundo. Da mesma forma, recentemente, as empresas de petróleo da China (CNPC, CNOOC, SINOPEC) desenvolveram uma grande atividade internacional de produção. Cabe destacar que, em todos estes casos, as empresas são semi-privadas, já que abriram seu capital acionário a investidores no mercado de valores.

A volatilidade dos preços internacionais do petróleo se traduz em uma alta volatilidade das rendas de petróleo. Os sistemas tributários dos países têm dificuldade de captar toda a renda gerada em diferentes cenários de preços, portanto, a volatilidade do preço do petróleo é particularmente problemática. No caso de países que dependem de suas exportações de petróleo, como Equador e Venezuela, a volatilidade do preço pode causar grande instabilidade macroeconômica e fiscal, salvo se tenham sido estabelecidos mecanismos efetivos de estabilização, o que tem sido pouco comum nestes países. Portanto, os governos de países exportadores de petróleo podem ver-se tentados a não honrar suas condições contratuais, e em particular sugar as companhias de petróleo estatais, caso os preços do petróleo caiam e o governo enfrente uma crise fiscal. Por certo, é preciso lembrar que uma crise fiscal produzida por um evento que não um choque petrolífero também pode fazer com que os governos tenham incentivos para não honrar condições contratuais acordadas.

Dotação de recursos e excedentes exportáveis

As características mencionadas anteriormente são determinantes primordiais do comportamento das empresas privadas e estatais e de seu desempenho em termos de investimento e produção. De igual maneira, impactam o comportamento dos governos dos países produtores e de outros atores como os trabalhadores, governos, comunidades locais e consumidores. Entretanto, no caso dos governos é particularmente importante precisar que seus incentivos se verão influenciados de maneira determinante pela dotação de recursos energéticos do país e de sua condição de *exportador* ou *importador* de hidrocarbonetos.

Países que possuem escassas reservas comprovadas em proporção a seu mercado interno e requerem aumentar o investimento e a produção no setor, como por exemplo, Colômbia e Peru, atuarão de maneira muito diferente à de países que possuem grande abundância de recursos e que já têm grandes investimentos instalados como México ou Venezuela. É por isso que, para analisar a economia política do petróleo e do gás, é preciso destacar a diferença entre países excedentários e países deficitários em energia.

Os países da região variam dramaticamente em termos de suas reservas comprovadas de petróleo e gás (ver tabelas anexas). No caso do petróleo, as reservas da Venezuela são, de longe, as maiores da região (e entre as três maiores do mundo), experimentando um significativo crescimento nas últimas duas décadas ao incorporar às suas reservas comprovadas as jazidas de óleo cru extra-pesado que foram descobertas na Faixa Petrolífera do Orenoco. México e Brasil vêm em seguida à Venezuela, mas enquanto o México ajustou drasticamente suas reservas à baixa e hoje em dia têm reservas bastante limitadas em relação a seu mercado interno, o Brasil conseguiu um significativo aumento nas últimas décadas, e tem uma perspectiva de crescimento na próxima década devido às descobertas das jazidas do pré-sal em alto mar. Mesmo que as reservas do Brasil não sejam tão relevantes quando comparadas com o consumo interno e a população do país, as recentes descobertas podem fazer do Brasil, pela primeira vez, um relevante exportador neto de energia no futuro. Ao contrário disso, o México se vislumbra como um importador neto de energia na próxima década se não conseguir reverter o declínio de sua indústria de hidrocarbonetos. O Equador ocupa o quarto lugar de reservas na região, havendo experimentado um significativo crescimento de suas reservas, tanto em termos per capita como de seu consumo doméstico. Colômbia e Peru continuam com reservas bastante modestas para sua população e mercado interno e, no resto da região, as reservas de petróleo são insignificantes, com exceção da Guatemala, que tem expectativa de que Cuba possa descobrir importantes jazidas em alto mar.

No relativo às reservas de gás, tem-se a Venezuela uma vez mais ocupando o primeiro lugar, com níveis muito superiores aos do resto da região. Sem embargo, mais de 90% do gás que se produz na Venezuela tem a forma de gás associado, isto é, que se extrai junto com o petróleo como subproduto da extração deste último, e é utilizado, em sua maior parte, para a reinjeção em poços. A Bolívia tem as segundas maiores reservas de gás da região, muito abaixo das venezuelanas, mas, em contraste com a Venezuela, o gás da Bolívia é “gás livre”, não associado a jazidas de petróleo. Isto será importante posto que, no caso da Venezuela, não tem sido uma prioridade exportar gás, enquanto no caso da Bolívia é crucial monetizar ou dar valor ao gás através de sua exportação. Por outra parte, as reservas da Bolívia são significativas em relação à sua população e mercado interno e ao tamanho de sua economia. México, Argentina, Brasil e Peru vêm em seguida à Bolívia em termos de reservas e, nos dois últimos casos, conseguiram fazer descobertas importantes. Sem embargo, em nenhum destes casos as reservas permitem pensar que eles serão importantes exportadores netos na próxima década.

É importante destacar que o nível de reservas comprovadas não é completamente exógeno, isto é, não é apenas baseado na abundância natural do recurso no subsolo, mas que depende também de maneira importante do investimento em exploração (prospecção), das mudanças tecnológicas e do nível de preços do petróleo no mercado internacional. Desta maneira, até certo ponto, a existência de reservas é endógena ao marco institucional e às políticas que prevaleceram no passado. Por sua vez, as reservas são, como veremos, um determinante primordial das instituições e políticas desenvolvidas pelos países.

Além do nível de reservas, é muito importante levar em consideração o nível de produção e de excedentes exportáveis de cada país (ver gráficos anexos). Um país é um *exportador neto* (excedentário/superavitário) de petróleo quando tem capacidade de produzir petróleo e/ou seus produtos derivados acima de seu consumo interno total. Os principais determinantes do mercado interno são: a população do país e o tamanho de sua economia (Produto Interno Bruto). Dessa maneira, o caráter de exportador vai depender da relação entre a produção de hidrocarbonetos e o tamanho da economia.

Por exemplo, o México é um importante produtor de petróleo, no entanto, dado seu alto consumo interno, é muito menor seu peso como exportador neto. Apesar de ter a terceira maior reserva da região, sua exportação por habitante é muito menor do que a do Equador, que produz seis vezes menos petróleo. O mesmo poderia ser dito do caso do Brasil onde, apesar de haver recursos energéticos consideráveis, todavia continua a ser um país deficitário de energia dadas as altas exigências de seu mercado interno.

É importante também levar em conta o grau de dependência de um país da exportação de seus recursos hidrocarboníferos e das rendas que estes geram. Países como Bolívia, Equador e Venezuela têm uma grande dependência da exportação de hidrocarbonetos, tanto em termos de balanço externo (geração de divisas), como de rendimentos fiscais. Outros países como México e Colômbia têm exportações mais diversificadas, mas as rendas do petróleo representam uma proporção importante dos rendimentos fiscais. Finalmente, para os países importadores netos de hidrocarbonetos, como Chile, Uruguai e os da América Central (com exceção da Guatemala) o peso da importação de hidrocarbonetos pode ser muito significativo em suas contas externas, sobretudo em tempos de preços altos.

A relação entre Estados e empresas petrolíferas: incentivos e conflitos

Em termos gerais, os governos têm incentivos para atrair investimento em petróleo e gás porque se beneficiam do desenvolvimento do projeto e da produção em seu território. A atividade econômica gerada e os impostos arrecadados provêm às autoridades de recursos fiscais e do apoio político de seus cidadãos. Não obstante, os governos podem ter incentivos para não honrar seus anteriores compromissos, uma vez que o grosso do investimento tenha sido feito quando a produção já estava em andamento. Os governos podem ter incentivos para aumentar a *participação do Estado nos lucros* (*government take*), a porção dos benefícios de que o governo se apropria, ou para regular os preços dos produtos derivados ou o uso do gás no mercado interno.

Os atores que intervêm no setor – governos, companhias e gerentes – levam em consideração muitas variáveis no momento de atuar no mercado. Em particular, para antecipar seu comportamento é útil pensar em quais seriam os custos e benefícios para cada ator, qual é sua taxa de desconto, isto é, a forma como avaliam os benefícios e custos no futuro, e as restrições sob as quais operam. Como já afirmamos, os atores terão diferentes incentivos se encontram em um país deficitário em relação aos que teriam em um país excedentário de energia (Monaldi 2004 e 2008).

Os custos para a reputação de um país que não honra os compromissos são mais altos quando o governo pretende atrair novos investimentos estrangeiros e, em particular, se se trata de investimentos no mesmo setor. A probabilidade de *expropriação* é baixa quando se inicia um ciclo de novo investimento, ciclos que geralmente acontecem no início do desenvolvimento de uma nova província petrolífera, ou em seguida de um longo período de desinvestimento, ou de uma conjuntura em que os governos não têm suficientes recursos fiscais para investir. Pelo contrário, a probabilidade de expropriação aumenta depois de longos períodos de alto investimento, de lucros e reservas em aumento, e quando o governo tem os recursos fiscais para assumir diretamente a exploração.³

³ Neste trabalho nos referimos em termos genéricos a *expropriação* como qualquer mudança significativa nas regras de investimento que não permitam ao operador privado ou estatal recuperar o investimento e obter um retorno que compense os riscos assumidos. Uma forma de expropriação é a clássica nacionalização, mas também se

Os incentivos do governo para não honrar seus compromissos também dependerão da *taxa de desconto* dos políticos. No marco de instituições frágeis, qualquer episódio de instabilidade econômica ou política pode induzir a que os políticos tenham altas taxas de desconto, quer dizer, que estejam dispostos a sacrificar altos benefícios políticos no futuro para obter algum lucro no curto prazo. Quando os políticos têm altas taxas de desconto, os custos sobre a reputação se tornam menos relevantes na tomada de decisões, tornando muito tentadora a expropriação ou a rejeição dos compromissos assumidos.

Neste sentido, como mencionamos anteriormente, a volatilidade dos preços e, portanto, da renda do petróleo faz com que a indústria opere em um ambiente de certa instabilidade. Esta instabilidade contagia o resto da economia quando o setor de petróleo ou gás representa uma proporção importante dos rendimentos fiscais do país. Os governos de países cuja economia depende do petróleo, sobretudo se se trata de companhias de petróleo estatais, têm incentivos para não respeitar seus acordos quando os preços do petróleo baixam e o governo enfrenta uma crise fiscal. Se os funcionários do governo têm uma alta taxa de desconto nesse momento, induzida em parte pela própria volatilidade da renda do petróleo, os custos reputacionais se tornam quase irrelevantes durante uma crise fiscal. Do mesmo modo, uma crise fiscal produzida por algum fenômeno distinto às variações do preço do petróleo ou do gás pode converter a indústria de petróleo ou de gás, pela via das altas taxas de desconto, em um alvo de expropriação para salvar as contas fiscais. Um caso desse tipo é o da Argentina, cujo governo não honrou seus contratos de petróleo após a crise fiscal de 2000-2002 (Manzano e Monaldi, 2008).

Na última década, um elemento inédito que está afetando significativamente a economia política do setor petrolífero é a emergência de novos atores, como as empresas estatais da China e da Índia e, em menor medida, da Rússia, da Malásia e do Vietnã, que têm objetivos políticos de assegurar o fornecimento em suas negociações com governos ricos em hidrocarbonetos. Estas empresas estatais, principalmente as da China, estão dispostas a substituir as multinacionais estadunidenses ou europeias em países em que se apresentem conflitos políticos, contratuais ou de expropriação com ditas multinacionais. E nem sequer os custos de imagem por operarem em países com regimes que renegam o sistema internacional, tais como o Sudão ou Myanmar, afetam tanto estes novos atores.

Desde a perspectiva dos governos que querem atrair investimento em petróleo depois de períodos de expropriação, por exemplo, os custos reputacionais de haver descumprido compromissos contratuais com empresas tradicionais podem não ser tão altos se se podem assinar novos contratos com companhias estatais que oferecem, ademais, o apoio de seus governos na forma de créditos e de cooperação internacional. Por outra parte, é possível que, no futuro, os direitos de propriedade de empresas estatais de países como a China e a Índia possam estar mais garantidos devido à pressão exercida por seus governos do que os direitos de propriedade das multinacionais tradicionais do setor, fato que daria às empresas estatais uma vantagem comparativa na exploração de hidrocarbonetos em países de alto risco político e regulatório.

Os incentivos dos governos dependerão da medida em que um país é exportador ou importador neto de petróleo. Se o país é um exportador neto importante, um assunto chave para estimar seus incentivos refere-se a se os rendimentos do petróleo representam uma fonte substancial de renda fiscal. Se for este o caso, os formuladores de políticas teriam

incluem as mudanças regulatórias, contratuais ou tributárias que tenham um efeito confiscatório sobre o investimento.

fortes incentivos para maximizar a geração e apropriação de rendas provenientes da exportação de petróleo. Na busca da maximização da renda, os governos escolherão entre duas estratégias: focar na extração de rendimentos fiscais no curto prazo ou se orientar para a expansão da produção em longo prazo, dependendo das taxas de desconto dos políticos, do nível de reservas do país, e das expectativas futuras do mercado (Manzano e Monaldi 2008).

É possível observar certas regularidades no modo pelo qual se organiza a atividade do petróleo e do gás, dependendo se os países em questão são importadores ou exportadores netos de petróleo. Os governos de países exportadores netos terão maior relutância em privatizar companhias petrolíferas, posto que, mantendo-as como companhias estatais, elas podem ser utilizadas como fundo de caixa dos governos, o que seria mais difícil se fossem privadas. Além disso, devido a que, nos países exportadores netos, as companhias de petróleo estatais tendem a ter menos déficits financeiros do que poderiam ter suas correspondentes em países importadores netos ou outras empresas estatais de setores sem a presença de rendas, os argumentos clássicos em favor da privatização tornam-se frágeis. Da mesma forma, devido a que os sistemas tributários de petróleo introduzem distorções importantes sobre a exploração dos recursos, a propriedade estatal pode se tornar uma alternativa menos “distorcedora” da economia do que a de manter altos impostos marginais sobre os operadores privados, particularmente quando os preços do petróleo são altos. Por estas razões, é possível prever que, nos países exportadores netos de petróleo, tenderão a prevalecer companhias de petróleo estatais, enquanto nos países importadores netos haverá uma presença importante de empresas privadas.

Como se colocou previamente, as empresas estatais tenderão a prevalecer em províncias petrolíferas maduras em que os riscos já estão calculados e a tecnologia é acessível através de empresas de serviço. Nos novos desenvolvimentos da fronteira geológica e/ou tecnológica, os governos de países exportadores serão mais propensos a aceitar a presença de multinacionais (Nolan 2010).

Quando o preço do petróleo aumenta significativamente, a tendência ao *nacionalismo petrolero* e ao aumento de impostos é algo típico dos exportadores netos. Nos casos em que os governos estão dispostos a oferecer a investidores estrangeiros o acesso às suas reservas, os exportadores netos com reservas substanciais têm muito poder de negociação com as companhias internacionais, posto que estas últimas têm muito poucas alternativas deste tipo, já que a maior parte das reservas comprovadas de petróleo em nível mundial está em mãos de empresas estatais. É típico destes países abrir ao investimento estrangeiro as áreas da produção com pouca geração de renda, os campos marginais ou os de alto risco, como se disse antes. Quando o preço do petróleo aumenta significativamente, os exportadores netos se encontram em melhor posição para negociar, enquanto as companhias internacionais que têm ativos imobilizados nesse país não têm alternativas se o governo decide mudar os termos acordados.

No caso dos importadores netos de petróleo, os incentivos estão voltados à realização de investimentos e a incrementar a produção. No caso destes países, a extração de rendas nas atividades de exploração e produção não é prioridade, posto que a produção se destina ao consumo do mercado interno e não à exportação. Do ponto de vista dos governos importadores, as rendas não são geradas no mercado internacional, mas extraídas dos cidadãos. É por isso e pela necessidade de evitar as altas exigências de divisas para a importação de hidrocarbonetos que o interesse destes governos se orienta ao investimento e à produção de longo prazo. Também contribui para este direcionamento a antecipação dos

custos políticos e fiscais potencialmente altos e os problemas de balanço de pagamentos que têm estes governos quando ocorrem aumentos repentinos nos preços internacionais do petróleo.

Estes países têm, portanto, fortes incentivos para incrementar a produção e o investimento a fim de abastecer o mercado interno, oferecendo condições mais atraentes para a prospecção e exploração, ainda que estas condições favoráveis também possam ser o resultado da baixa prospectividade ou expectativa de êxito na exploração. Entretanto, mesmo com estes incentivos gerais, os países importadores podem ser tentados, em algumas ocasiões – tais como um eventual aumento significativo dos preços do petróleo, um choque externo, ou um governante com alta taxa de desconto político – a não honrar os termos de negociação acordados. Nestes casos, por exemplo, o preço do gás doméstico ou dos derivados do petróleo, como a gasolina, pode ser regulado a um preço máximo abaixo do preço de mercado, ou ser estipulados altos impostos sobre as exportações existentes.

Os exportadores netos costumam ser mais propensos a subsidiar significativamente o preço dos derivados no mercado interno com as rendas obtidas no exterior. O caso mais extremo na região é o da Venezuela, que vende os produtos no mercado interno a menos de US\$8 o barril. Já no caso dos importadores netos, estes subsídios costumam ser de menor magnitude ou inexistentes. De fato, alguns importadores netos impõem importantes tributos sobre o consumo de gasolina.

Para concluir, os governos de países produtores de petróleo e gás estarão em melhor posição para aumentar a participação do Estado nos lucros (*government take*) ou no controle sobre a produção se: (1) têm reservas significativas e alta prospectividade (expectativa de encontrar gás ou petróleo na exploração), (2) têm recursos financeiros próprios para financiar o desenvolvimento do investimento ou o fácil acesso aos mercados financeiros internacionais, (3) encontram-se na fase final de um ciclo de investimentos bem-sucedido, (4) existem significativos ativos perdidos ou já imobilizados e se requer pouco investimento adicional, e (5) se o preço do petróleo e do gás nos mercados internacionais é muito alto (Monaldi 2004 e 2008).

Os gerentes de companhias de petróleo estatais podem ter incentivos diferentes aos dos governantes. Por exemplo, podem preferir que os rendimentos da companhia permaneçam dentro da mesma, em lugar de serem entregues ao fisco na forma de impostos. Os incentivos dos gerentes dependerão, em grande medida, da estrutura corporativa de governo e do marco institucional que regula a companhia. Do mesmo modo, para os governos, os custos políticos de expropriar os rendimentos das companhias de petróleo estatais dependerão de quão autônoma e institucionalizada é a empresa e de quão discrecional é o regime fiscal. Se, por exemplo, o Ministro das Finanças tem o poder discricionário para decidir sobre a participação do Estado nos rendimentos do petróleo ou para controlar completamente o orçamento da companhia estatal, então os custos de expropriação podem ser baixos. Se, pelo contrário, há uma institucionalidade que separa e coloca limites à relação entre os Ministérios de Finanças e de Energia e a companhia estatal, como foi o caso da PDVSA nos anos noventa e é o caso da Petrobrás do Brasil, evita-se sua expropriação sistemática. Um dos mecanismos utilizados para reduzir a possibilidade de expropriação da companhia de petróleo nacional por parte dos governos consiste na incorporação de acionistas privados e na oferta de ações da companhia nas bolsas, como é o caso da Petrobrás no Brasil, Ecopetrol na Colômbia, e Statoil na Noruega (Monaldi 2008).

As companhias internacionais de petróleo são outro ator chave no negócio do petróleo e do gás na América Latina. Somente umas poucas e relativamente pequenas empresas de petróleo domésticas operam na região. As companhias internacionais maximizam lucros no nível global, tendo tipicamente horizontes de investimento muito mais longos do que os que têm os governos de países em desenvolvimento. Estas companhias provêm capital, know-how, tecnologia e capital humano em troca de lucros. Na era do cartel de companhias internacionais denominado “Sete Irmãs”, estas multinacionais tinham um poder capaz de permitir-lhes coordenar a imposição de altos custos àqueles governos que descumprissem condições e compromissos acordados. Sem embargo, sua capacidade para fazer cumprir os contratos de maneira conjunta diminuiu significativamente com o surgimento de empresas de petróleo independentes e o aumento da soberania de muitos países em desenvolvimento, situados em zonas de alta produção petrolífera nos anos sessenta. As nacionalizações dos anos setenta alteraram de forma dramática a estrutura do mercado do petróleo, convertendo as companhias nacionais de petróleo dos países exportadores de petróleo em atores muito poderosos no contexto internacional.

Sistemas contratuais e tributários e seus efeitos

Os países da região usam uma variedade de esquemas contratuais e tributários para regular a atividade petrolífera e captar as rendas que nela são geradas. No entanto, a maior parte dos esquemas tem em comum não serem progressivas. Isto é: são esquemas nos quais, quando aumentam os lucros obtidos pelos operadores em virtude, por exemplo, de aumentos nos preços, não é incrementada proporcionalmente a participação do Estado nos lucros, ou é até reduzida. A razão para este fenômeno é que a maioria dos esquemas está baseada em *regalias*. A regalia é um percentual da renda bruta que o Estado cobra pela exploração de recursos minerais. Tal tributo é regressivo e pouco eficaz na captação de renda quando os preços sobem (Manzano e Monaldi 2008).

Vejam os exemplos. Se o preço do petróleo é de \$20 por barril e o custo por barril \$10, uma regalia de 25% capta, para o Estado, \$5 por barril ($0,25 \times 20 = 5$), que representam 50% de lucro por barril ($20 - 10 = 10$). Se o preço do barril sobe a \$100, a regalia de 25% capta \$25 ($0,25 \times 100 = 25$), o que representa 28% do lucro [$25/(100-10)$]. Isto significa que, à medida que sobe o preço, diminui a participação do Estado nos lucros (no exemplo: de 50% a 28%). Como é de se esperar, esquemas pouco progressivos ou regressivos geram importantes pressões para a renegociação de contratos e impostos quando ocorrem aumentos de preço.

Os investimentos que foram atraídos com êxito nos anos noventa em muitos países da América Latina, com marcos contratuais e tributários atraentes a preços da época, inferiores a US\$20 por barril, deixaram de ser razoáveis com níveis altos de preços tais como os existentes na última década, entre US\$40 e US\$100 por barril. A renegociação forçosa de contratos e as nacionalizações dos últimos anos foram, então, em parte, respostas à inflexibilidade dos regimes contratuais e tributários.

Os regimes fiscais da região não são tão regressivos como os baseados unicamente em uma regalia fixa, a maioria tem componentes de impostos sobre os lucros, e alguns têm taxas variáveis de imposto que variam de acordo com parâmetros de rentabilidade. Mas, em geral, os esquemas da região são pouco progressivos, isto é, não são bons para captar rendas quando os preços sobem. Mas por que os esquemas fiscais não são mais progressivos? (Manzano e Monaldi 2008 e 2010).

Há várias razões pelas quais os governos vêm tendendo a criar esquemas pouco progressivos. Os esquemas progressivos são mais complexos, requerem uma burocracia mais sofisticada, com maiores custos de monitoração, e se prestam mais a manipulações por parte dos operadores com o intuito de evadir os impostos ou a incorrer em custos desnecessários. A simplicidade e a garantia de recolhimento são grandes vantagens dos esquemas tradicionais baseados em regalias. A outra grande vantagem dos esquemas pouco progressivos é que estabilizam a receita fiscal porque, mesmo que não captem a renda nos picos de preço, são também inflexíveis nas baixas de preço, garantindo ao Estado uma participação, mesmo que os preços estejam em níveis reduzidos. Como a maioria de nossos países costuma ser pouco eficiente no manejo da volatilidade dos rendimentos fiscais do petróleo, eles preferem esquemas que gerem receitas mais estáveis. A baixa eficácia dos fundos de estabilização e de outros mecanismos de estabilização de rendimentos minerais na região, com exceção do Chile, tem promovido esta tendência.

Ciclos de investimento e expropriação

A combinação dos incentivos de economia política, antes descritos, com a falta de progressividade dos marcos fiscais e contratuais tendeu a gerar o fenômeno dos ciclos de investimento e expropriação. Isso significa que, uma vez que ocorram períodos de investimentos bem-sucedidos em ativos imobilizados, com incrementos nas reservas e na produção, os governos se veem tentados a aumentar sua participação nos lucros ou a nacionalizar ativos, sobretudo em períodos de auge nos preços do petróleo. Na última década deu-se esta combinação na Argentina, na Bolívia, no Equador e na Venezuela. Mas este último ciclo foi precedido por vários deles no passado, na maioria dos países da região e em muitos outros em nível global.

Dependência do petróleo e seus efeitos sobre a economia e a governabilidade

Aqueles países como a Venezuela e a Bolívia e, em menor medida, o Equador e o México, assim como em alguma época a Colômbia, que dependem das exportações e das receitas fiscais dos hidrocarbonetos, estão sujeitos a potenciais efeitos perversos sobre sua economia e institucionalidade que é importante se ter em conta. A literatura acadêmica cunhou o termo “maldição dos recursos” para descrever estes efeitos.

Países dependentes do petróleo tiveram em média menor crescimento nas últimas quatro décadas do que seus pares não dependentes. A explicação que os estudos recentes encontram é de que a dependência de petróleo e mineira causa debilidade institucional e esta, por sua vez, produz um pobre desempenho econômico. A corrupção e o rentismo parecem ter deteriorado a qualidade institucional destes países e sua governabilidade. Da mesma forma, estes países foram vítimas da falta de competitividade de seus setores econômicos pela valorização real do tipo de câmbio em decorrência da entrada de petrodólares, fenômeno denominado “doença holandesa” pela literatura (Isham et al. 2003; Humphreys et al. 2007).

Recentemente a literatura também apontou que a dependência de rendas pode ter efeitos negativos sobre a democracia e gerar tendências autoritárias nos países (Dunning 2008; Haber e Menaldo 2009). Se bem que este resultado é controvertido, é evidente que a dependência de petróleo e mineira em mãos de regimes autoritários ou semi-autoritários pode se converter em uma arma poderosa para se criarem raízes no poder. Os benefícios de controlar o Estado em países dependentes do petróleo são muito superiores aos obtidos em

Estados que vivem da cobrança de impostos a seus cidadãos. Similarmente, estar fora do poder pode ser muito mais custoso. Por tudo isso, a democracia pode estar em risco.

Os casos da Venezuela e do Equador, mesmo que pareçam refletir o pobre desempenho econômico próprio da “maldição”, e de se ajustarem claramente ao padrão de pobre qualidade institucional, não necessariamente se encaixam, em todos os períodos, na hipótese autoritária da petrodependência, ainda que não haja dúvida de que certos traços próprios das tendências autoritárias promovidas pelo controle de rendas do petróleo possam ser percebidas, hoje em dia, em ambos os países.

O México demonstrou que é possível diversificar uma economia dependente de rendas minerais, e seu avanço democrático coincide com esta diversificação. A Colômbia sofreu alguns efeitos negativos do auge do petróleo dos anos noventa, que resultaram em desajustes fiscais, mas parece ter sabido manejá-los. Se o Brasil verdadeiramente se converter em um exportador importante, deve evitar a qualquer custo os efeitos da apreciação real e do conflito distributivo rentista.

III. A INDÚSTRIA DOS HIDROCARBONETOS NA AMÉRICA LATINA: CASOS DE ESTUDO

Como começamos a argumentar na seção anterior, os países latino-americanos diferem nas variáveis que determinam os incentivos dos governos, isto é, quanto à dotação de recursos naturais, à sustentação institucional e à etapa em que se encontram no ciclo de investimento. Consequentemente, os setores petrolíferos e de gás dos países têm seguido diferentes trajetórias. Sem embargo, a evolução do setor petrolífero na região tem alguns elementos em comum. Em particular, o marco institucional do setor de petróleo e gás tem experimentado mudanças significativas na região nas últimas duas décadas, e todos enfrentaram os ciclos do mercado internacional de preços baixos nos anos noventa e de preços altos na última década.

Exportadores e importadores

Quanto ao caráter excedentário da dotação de recursos, podemos falar de um contínuo em cujos extremos se encontram casos emblemáticos (ver tabelas anexas). Por um lado, temos os grandes exportadores netos de petróleo na região, como Venezuela e México, que chegaram a ser os maiores exportadores de petróleo do mundo na primeira metade do século XX. A Venezuela com uma tradição de quase cem anos exportando, com as maiores reservas do hemisfério e uma grande dependência da renda do petróleo. O México tem também uma tradição de mais de um século de exploração, mas deixou de ter excedentes exportáveis durante as décadas posteriores à nacionalização nos anos trinta, até fazer descobertas importantes nos anos setenta. Nas últimas duas décadas, o México sofreu um declínio importante de reservas e, nos últimos cinco anos, uma queda significativa na produção e nas exportações.

Nas últimas duas décadas, Colômbia, Equador e Argentina têm tido excedentes exportáveis de muito menor volume do que o México e a Venezuela, mas no caso do Equador eles são muito importantes para o tamanho de sua população, economia e fisco. No caso da Colômbia e da Argentina, sua magnitude também tem sido, em alguns períodos, relevante em termos fiscais.

Finalmente, o Brasil e o Peru têm sido importadores netos durante décadas. No caso, o Brasil é importador neto apesar de ser um produtor importante, e a tradicional dependência de importações de petróleo tem sido progressivamente reduzida até quase ser eliminada nos últimos anos. Os demais países da região, com exceção da Guatemala, são importadores de petróleo e têm uma produção insignificante.

Em termos de gás natural, o Brasil também tem sido, na última década, um importante importador neto, assim como o México. A Argentina chegou a exportar quantidades significativas, mas recentemente deixou de ter excedentes exportáveis. A Bolívia tem sido o grande exportador de gás na região, especialmente durante a última década. A Venezuela, surpreendentemente, e apesar de ser potencialmente um país altamente excedentário em gás, não exporta gás e, ao contrário, importou recentemente pequenas quantidades da Colômbia, um país com escassos recursos de gás. O Peru, apesar do desenvolvimento da importante jazida de gás de Camisea, continua sendo um importador neto.

A esta categorização simplificada dos países, é conveniente acrescentar certas precisões adicionais. Pode causar surpresa descobrir que a Colômbia seja maior exportador neto de petróleo do que o Equador que, junto com a Venezuela, são os únicos membros da Organização de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) na região. Se bem seja certo que a Colômbia exporta ligeiramente mais petróleo do que o Equador, o petróleo continua a ser mais importante na economia equatoriana do que na colombiana, tanto em termos per capita como na influência do petróleo sobre a economia e as instituições do Equador. É por isso que o Equador é um país onde as dinâmicas da economia política de país exportador que descrevemos anteriormente serão vistas com mais clareza e profundidade.

Também é importante destacar que embora o Brasil tenha sido um importador neto de petróleo, essa condição se explica em parte por seu grande mercado interno, dadas a magnitude de sua economia e população. O Brasil é o terceiro produtor de petróleo da região em seguida ao México e à Venezuela, não obstante tem o maior consumo interno na região, e por isso tem sido deficitário. Por outra parte, ainda que o Brasil ainda seja importador neto de petróleo, o déficit vem tendendo a se reduzir e, quando comece a exploração das grandes jazidas recém descobertas, pode passar a ser um país relevantemente excedentário em petróleo. As expectativas de se converter em um país exportador neto de petróleo parecem estar influenciando, desde agora, nos incentivos dos atores relevantes: governo nacional e governos locais, companhia estatal e seus gerentes, e companhias internacionais.

Empresas estatais e marcos institucionais

Também existe uma diversidade importante nas variáveis institucionais da região como, por exemplo, no grau de participação do Estado e das companhias privadas na produção de gás e petróleo. Por um lado, encontra-se o México, que tem uma tradição de setenta anos de monopólio estatal da produção de petróleo e onde apenas recentemente houve uma tímida abertura ao setor privado, principalmente o do gás.

Logo se seguem o Equador e a Venezuela, países caracterizados pela presença de uma companhia 100% estatal. Durante as últimas duas décadas, os operadores privados se converteram em companhias relevantes dentro de países como Equador e Venezuela, onde sua contribuição na produção chegou a ser de mais de 40%. Este processo de abertura ao capital privado foi significativamente revertido na segunda metade da década passada.

Além disso, estes países nunca avançaram no sentido da privatização da empresa estatal, como nos casos de Brasil e Colômbia, países cujas companhias estatais de petróleo incursionaram na Bolsa de Valores. A Colômbia, até o momento, colocou uma pequena porção das ações da companhia estatal Ecopetrol em mãos privadas, enquanto o Brasil privatizou parcialmente a Petrobrás, transferindo a maioria de suas ações a mãos privadas, mesmo quando manteve o controle da empresa através de ações com direitos especiais, e recentemente o Estado aumentou sua participação acionária. Na Colômbia, e em menor medida no Brasil, também existe uma relevante participação de empresas operadoras privadas.

Por último, no outro extremo, encontramos casos de privatização plena nos anos noventa, como ocorreu na Argentina, na Bolívia (através da capitalização popular) e no Peru. Não obstante, nos últimos cinco anos temos presenciado uma significativa reversão na privatização na Bolívia, país que recentemente nacionalizou a indústria do gás e as refinarias de petróleo.

A tendência regional à privatização e à abertura ao investimento privado dos anos noventa foi o resultado das reformas de mercado que se seguiram às crises fiscais dos anos oitenta. Junto a isso, a queda dos preços do petróleo no mercado internacional nesse momento implicou menos rendas disponíveis para financiar o investimento no petróleo. Entretanto, mesmo nessas condições, países exportadores netos, como Equador, México e Venezuela, não privatizaram suas companhias estatais devido a que os Estados destes países tendem a depender, em termos fiscais e financeiros, de suas companhias estatais de petróleo, utilizando-as como fundo de caixa ou como caixa colateral para a emissão da dívida. Por outro lado, países importadores netos, como Brasil e Peru, e pequenos exportadores netos per capita, como Argentina, privatizaram suas companhias estatais, algumas das quais tinham altos déficits.

No referente às reformas de caráter regulatório e fiscal, também se observou uma grande variedade nas tendências da região durante a última década de preços altos. Argentina, Bolívia, Equador e Venezuela não honraram os compromissos firmados em contratos de petróleo e aumentaram a participação do Estado na produção. Pode-se dizer que estes países foram vítimas de seu próprio sucesso. Consideráveis investimentos realizados na década anterior aumentaram significativamente, por sua vez, a produção e/ou as reservas. Logo, o fato de já se encontrarem em uma etapa onde os altos investimentos imobilizados haviam se realizado juntamente com o aumento dos preços internacionais do petróleo e do gás criaram as condições perfeitas para a renegociação de contratos por parte dos governos. Ao contrário disso, países como Brasil, Colômbia e Peru fortaleceram, nos últimos anos, a credibilidade de seu marco regulatório com vistas a se tornarem mais atrativos para o investimento privado, cuja participação buscaram promover no setor. Brasil e Peru são importadores netos ansiosos de se converterem em destino de capitais privados para os setores de petróleo e gás. Na Colômbia, o declínio das reservas e a tendência à queda na produção (hoje revertida), que a levavam a ser um importador neto, propiciaram iniciativas radicais para promover o investimento privado no setor, que deram resultados iniciais positivos (Manzano e Monaldi, 2008).

As regulamentações de gás e petróleo se encontram enquadradas dentro das instituições políticas de cada país. Países como Brasil e Colômbia, que fortaleceram o marco institucional do setor petrolífero e de gás, tiveram também posições relativamente boas em indicadores de vigor institucional e de estado de direito, os quais não estão baseados no

setor de energia, mas são de caráter geral, como os publicados pelo Banco Mundial e pelo Banco Interamericano de Desenvolvimento.

Ao contrário disso, países cujos governos mudaram as regras do jogo com relação aos impostos e ao marco institucional que rege os hidrocarbonetos são também aqueles que têm baixa pontuação nas medidas gerais que mencionamos anteriormente. Por exemplo, um país com a dotação institucional atual do Equador ou da Venezuela terá dificuldades para convencer os investidores de seu compromisso de respeitar os contratos, oferecendo somente garantias institucionais nacionais, como as cortes locais. A Bolívia é um caso interessante, pois teve pontuações relativamente boas nestas medidas antes de se converter em um dos líderes da nacionalização dos recursos e de deteriorar seus indicadores gerais.

Entretanto, é preciso mencionar que os contratos foram respeitados nos anos noventa em países como Argentina, Equador e Venezuela, apesar de que estes países tinham consideráveis debilidades institucionais, e que só mais tarde deixaram de honrar seus compromissos. Isto pareceria demonstrar que mesmo que a qualidade institucional geral seja importante, não se pode dizer que seja o fator determinante na definição da oportunidade na qual os governos podem não honrar os compromissos firmados. Finalmente, mudanças nos impostos e contratos do setor de petróleo ocorreram também em países que gozam de alta qualidade institucional, como Grã Bretanha, Canadá e Estados Unidos, demonstrando como podem ser fortes os incentivos para expropriar ou mudar os contratos, mesmo na presença de instituições muito sólidas.

Em seguida, dedicaremos uma breve análise a cada um dos produtores de hidrocarbonetos mais relevantes da região:

Venezuela

O caso da Venezuela ilustra a dinâmica comentada acerca de como os ciclos de expropriação sucedem os ciclos de investimento. Os períodos de renegociação de contratos coincidiram com o fim de ciclos de investimento bem-sucedido, e as nacionalizações ocorreram durante períodos de auge do preço de petróleo. Na hora de tomar decisões, a Venezuela se comportou como se poderia esperar de um exportador neto típico com horizontes temporais curtos, com o claro objetivo de maximizar rendas em curto prazo e de subsidiar o mercado interno de produtos do petróleo, como a gasolina.

Do mesmo modo, o caso venezuelano demonstra igualmente os conflitos gerados entre governos, companhias e outros atores quando os sistemas tributários pouco flexíveis não permitem aos governos apropriar-se das rendas maiores resultantes dos aumentos de preços.

A Venezuela é o segundo maior produtor de petróleo e o primeiro exportador da região, possuindo, de longe, as maiores reservas de hidrocarbonetos. Também é o único membro fundador da Organização de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) na América Latina. O petróleo é a principal fonte de receitas fiscais, representando cerca de 50% dos rendimentos no orçamento e em torno de 90% das exportações.

Na história do petróleo venezuelano, há dois períodos muito distintos de ciclos de investimento, seguidos de ciclos de expropriação. O petróleo representa a primeira fonte de exportações do país desde 1928. No primeiro ciclo, vemos que, depois de décadas de investimento feitos fundamentalmente por companhias internacionais, os impostos a estas companhias foram aumentando significativamente nos anos sessenta e setenta, e as

concessões petrolíferas não foram renovadas. O investimento em petróleo, em consequência, declinou desde 1958 até 1976. Por outro lado, a capacidade de produção continuou aumentando até os inícios dos anos setenta, ponto em que caiu abruptamente. Então, a produção entrou em colapso, embora isto tenha ocorrido muito depois do declínio dos investimentos, como tende a suceder neste tipo de indústrias com altos custos perdidos. Logo, em 1976, foi nacionalizada a indústria do petróleo. Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA), a recém-criada companhia de petróleo nacional, aumentou o investimento de maneira significativa, impulsionada pelo vento favorável dos altos preços do petróleo. A PDVSA foi desenhada com um sistema de governabilidade que minimizava a interferência política e a extração de rendas por parte do governo, garantindo sua autonomia financeira e operacional.

O segundo ciclo de investimentos começa em princípios dos anos noventa, quando eram necessários consideráveis investimentos novos para incrementar a produção. Então, a PDVSA aumentou significativamente os desembolsos de capital para fazer frente a tais investimentos. Ao mesmo tempo, as dificuldades fiscais que o governo venezuelano vinha experimentando levaram-no à abertura do setor petrolífero a operadores privados, em uma primeira instância, em áreas pouco rentáveis e com importantes desafios tecnológicos e operativos, as quais requeriam altos investimentos que a PDVSA não queria implementar sozinha. O governo abriu então novamente o setor ao investimento privado, utilizando um marco contratual especial que dava importantes garantias contra um eventual abandono dos compromissos firmados pelo governo, e que consistia em utilizar a PDVSA e seus ativos no exterior como garantia. Em consequência destes contratos, o investimento privado aumentou substancialmente até finais dos anos noventa, aumentando a produção em 1,2 milhões de barris diários em 2005.

Após 1998, com a chegada ao poder do presidente Chávez, o governo começou a extrair mais recursos da PDVSA. Em finais de 2001, foi decretada uma nova Lei Orgânica de Hidrocarbonetos que eventualmente seria utilizada como ferramenta para a expropriação. No entanto, somente em 2005 o governo executa ações para mudar os contratos e as condições tributárias, assim como para nacionalizar parcialmente o capital das empresas. Por que o governo demorou quase seis anos, desde que chegou ao poder, para nacionalizar novamente a indústria? A explicação pareceria encontrar-se nas garantias e condições estabelecidas nos contratos que tornavam difícil a ruptura dos mesmos sem custos importantes para a nação, na dificuldade de desfazer a autonomia institucional da PDVSA, e no fato de que, todavia estavam previstos investimentos significativos por parte dos interesses privados no período 1998-2004 (Manzano e Monaldi, 2010).

Em 2002-2003, as iniciativas do governo para eliminar a autonomia da PDVSA resultaram em uma greve massiva que diminuiu dramaticamente o investimento e a produção. O governo despediu a metade da força de trabalho e a maioria da gerência, tomando o controle político completo da companhia. Em 2004, o ciclo de investimento privado tinha sido concluído, e os altos preços internacionais asseguravam bons benefícios em curto prazo para o governo, se este renegava seus compromissos, estipulados nos contratos de petróleo. Nos dois anos seguintes, o marco contratual petrolífero mudou significativamente, aumentando o percentual de participação do Estado nos lucros e o controle sobre o investimento privado. Em 2007, o governo nacionalizou a indústria petrolífera, assumindo o controle majoritário em todos os projetos operados por interesses privados sem oferecer compensação de mercado. O debilitamento das instituições locais resultou em um novo ciclo de expropriação.

Sugestivamente, a partir de 2009, o declínio da produção na Venezuela e a ruptura do ciclo de aumento de preços levaram a que, uma vez mais, o governo venezuelano quisesse atrair investidores para iniciar um novo ciclo de investimentos na Faixa do Orenoco e na extração de gás natural em alto mar. Uma vez mais se repete a história. A pergunta é se, apesar dos riscos regulatórios e políticos, estes investimentos se concretizarão. Por enquanto, tanto multinacionais, como Chevron, ENI e Repsol, como empresas estatais chinesas, indianas e russas firmaram contratos para desenvolver novos projetos, e o tempo dirá quantos destes investimentos se concretizam. O atrativo geológico é inegável, o risco é institucional.

Para concluir, pode-se afirmar que a Venezuela renegociou contratos e vivenciou ciclos de expropriação mais de uma vez em sua história petrolífera. As evidências sugerem que estas negociações ocorreram em períodos em que existiram altas rendas e em seguida ao ápice de um ciclo de investimentos. Da mesma forma, em períodos de preços baixos e necessidade de capital, o país se abriu aos investimentos privados.

México

O caso do México é emblemático do uso da companhia de petróleo nacional como ferramenta fiscal, financeira e política típica de um país exportador neto. Se o marco regulatório não é reformado, o país provavelmente enfrentará, no futuro próximo, a possibilidade de se transformar em importador neto de petróleo.

O México é o maior produtor de petróleo da região e ocupa o segundo lugar em termos de exportações e o terceiro em reservas. Sem embargo, as reservas têm diminuído substancialmente nas últimas duas décadas. O México se converteu em um exportador petrolífero importante em princípios do século vinte até que a indústria foi nacionalizada em 1938, quando o país deixou de ser um relevante exportador neto de petróleo até os anos setenta. Importantes descobertas em alto mar permitiram aumentar as reservas nos anos setenta, tornando possível um aumento significativo na produção e nas exportações, financiadas em parte pelos altos preços do petróleo que prevaleciam naquele momento.

A proporção do petróleo nas exportações totais é relativamente menor (10% a 20%) comparada com a Venezuela, o Equador e a Colômbia, onde o petróleo representa respectivamente cerca de 90%, 55% e 35% das exportações totais. No entanto, é preciso lembrar que o petróleo chegou a representar, nos anos setenta, mais de 70% das exportações mexicanas. Do mesmo modo, o petróleo continua a ser uma fonte muito relevante de rendimentos fiscais para o governo mexicano, proporcionando mais de um terço dos rendimentos fiscais totais. Somente na Venezuela e no Equador a dependência fiscal do petróleo é maior.

A companhia de petróleo estatal mexicana, PEMEX, não tem autonomia financeira em relação ao governo, e tem sido tradicionalmente utilizada pelo partido governista – que até 2000 foi um só: o Partido Revolucionário Institucional (PRI) – com fins clientelísticos, e também tem sido utilizada de forma sistemática como veículo para garantir a dívida do governo. O orçamento do PEMEX é parte do orçamento do Governo aprovado pelo Congresso, portanto, considerações de caráter macroeconômico têm prevalecido quando de seu desenho e elaboração. A excessiva dependência fiscal do governo em relação à PEMEX fez com que ele se apropriasse de mais de 60% dos lucros do petróleo na última década, percentagem maior do que o equivalente da PDVSA e do PetroEcuador.

A falta de autonomia fiscal tem limitado a capacidade própria da PEMEX para investir, convertendo-a em uma companhia altamente endividada e que deve recorrer a mecanismos de pagamentos diferidos de projetos, conhecidos como Projetos de Impacto Diferidos no Gasto ou PIDIREGAS, para financiar a expansão da produção. Até faz poucos anos, a produção de petróleo descansava na existência do imenso Campo Cantarell que chegou a representar quase um terço da produção mexicana e que recentemente vem decaindo substancialmente. Espera-se que esta queda na produção de petróleo continue nos próximos anos. O setor de petróleo e gás do México necessita urgentemente de um aumento nos investimentos para evitar a queda dramática de suas reservas e para manter seu volume de exportações.

A PEMEX é considerada uma das companhias de petróleo estatais mais ineficientes do mundo (Hults, Thuber e Victor 2008). O uso da companhia para arranjos clientelísticos teve como consequência que os sindicatos de trabalhadores e o PRI tenham se apropriado da renda de petróleo. Entretanto, mesmo nessas circunstâncias e devido simplesmente ao fato de possuir reservas consideráveis, o PEMEX tem podido prover o Estado com rendas significativas, tendo conseguido com que o México fosse um exportador neto com menos dificuldades fiscais até agora do que a Argentina, o Equador ou a Venezuela. Em consequência de que foi dito, o México pôde adiar a privatização ou a abertura ao investimento privado, o que é consistente com a teoria que sustenta que, enquanto os países não tenham dificuldades fiscais e tenham reservas altas, eles não têm incentivos para se abrirem ao investimento privado. Mas há uma década é evidente a necessidade de reformar a PEMEX para dar-lhe mais autonomia operacional e financeira e atrair operadores internacionais para a exploração e operação de jazidas em alto mar. Tal reforma é absolutamente crucial para reverter o declínio da indústria petrolífera mexicana e lamentavelmente não se tem conseguido avançar a não ser muito timidamente nessa direção devido a obstáculos políticos. Resulta ilustrativo que seja na área de gás natural, na qual o México é altamente deficitário, onde se tenha obtido maior abertura.

Para concluir, o marco institucional, baseado em um monopólio estatal com pouca autonomia tem permitido que o governo capture as rendas crescentes, mas com a desvantagem de que a expropriação dos lucros tem deixado a companhia de petróleo nacional com uma alta dívida e pouca capacidade de investimento.

Equador

O Equador teve a política de petróleo mais volátil na região, fato que, por sua vez, é reflexo da alta volatilidade política do país. A tendência recente em matéria de política para o petróleo orientou-se à renegociação de contratos, maiores impostos e expropriação, como tem sido o caso dos outros exportadores netos da região que foram capazes de aumentar o investimento e a produção nos anos noventa: Bolívia e Venezuela.

O Equador é o quarto exportador e tem as quartas maiores reservas da região. O petróleo gera mais de um terço das receitas fiscais do país, e representa cerca da metade do valor das exportações. A companhia de petróleo estatal, Petroecuador, produz mais da metade do petróleo do país, no entanto, na última década, os operadores privados tinham aumentando sua taxa de participação na produção do país.

A Petroecuador, assim como a PEMEX, teve uma autonomia financeira e operacional muito limitada. O governo, não a companhia, arrecada os rendimentos do petróleo e devolve à Petroecuador pouquíssimos recursos para destinar ao reinvestimento. Portanto, a companhia

teve dificuldades persistentes para cumprir seus planos de investimento. Foi devido às dificuldades financeiras da companhia e à queda do preço do petróleo que se ofereceram condições atraentes aos interesses privados nos anos noventa. Em 1993, foram estabelecidos contratos de produção compartilhada, e em 1999 estabeleceram-se empresas mistas. As reformas dos anos noventa foram muito bem-sucedidas na atração de investimentos. Em princípios da década de noventa, o investimento estrangeiro anual em petróleo estava abaixo dos US\$ 200 milhões, e em 2000, a cifra superava mil milhões de dólares.

Nos últimos anos, o Equador aprovou reformas legais, tendo aumentado a participação do Estado nos lucros, e também deixou de honrar os compromissos estabelecidos nos contratos com a companhia privada Occidental Petroleum. O Presidente Rafael Correa foi eleito em 2006 com uma plataforma eleitoral que prometia a nacionalização dos recursos, e sua ação se traduziu em um aumento do controle da atividade petrolífera por parte do governo e em incremento dos impostos. Como no caso venezuelano, o êxito do Equador em atrair investimentos privados nos anos noventa, junto com o aumento do preço do petróleo a partir do ano 2000, ofereceu incentivos e oportunidades ao governo para que descumprisse seus compromissos originais. Da mesma forma, como no caso de México, a estrutura de governabilidade da companhia estatal de petróleo favoreceu a expropriação excessiva dos lucros por parte do governo e facilitou a queda ou a estagnação do investimento no setor.

Bolívia

A Bolívia representa o caso típico de um país que obteve êxito na atração de investimentos, aumentando a produção e as reservas de gás com um esquema tributário não progressivo, desenhado em um período de baixos preços internacionais dos hidrocarbonetos. Em consequência deste processo, e uma vez que os preços internacionais aumentaram e que a maior parte dos investimentos já havia sido imobilizada, o governo teve fortes incentivos para renegociar os contratos e completar a nacionalização da indústria.

A Bolívia não tem reservas de petróleo importantes, e sua produção de petróleo é ínfima. Entretanto, na última década, converteu-se no maior exportador de gás da região, ocupando o segundo lugar, com as maiores reservas comprovadas de gás da região e as maiores de gás livre. No período 1996-1997, o governo colocou em prática um processo inovador para privatizar a companhia de hidrocarbonetos estatal, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB). Neste processo, a Bolívia capitalizou os fundos de pensões do país com uma parte das ações das filiais de YPFB e privatizou o resto. Tornando atraente seu marco fiscal e contratual, conseguiu significativos investimentos privados em exploração e produção de gás. Como resultado, a Bolívia pôde incrementar com êxito o investimento estrangeiro, a produção, as exportações e as reservas de gás natural. O investimento estrangeiro direto em hidrocarbonetos alcançou US\$ 2,5 mil milhões no período 1993-2002, representando 40% do investimento estrangeiro total no país. As reservas comprovadas de gás natural aumentaram em sete vezes, e as exportações netas em quatro.

A fonte de participação nos lucros do Estado boliviano mudou em 1999 com consequências importantes para a economia política do setor. Antes de a Bolívia começar a exportar gás natural ao Brasil, boa parte dos rendimentos fiscais do gás provinham do mercado interno. Por isso, existiam pressões políticas locais para que o valor dos impostos locais não fosse ajustado em dólares. Desde 1999, a maior parte dos lucros do Estado se origina nas exportações de gás ao Brasil. Este câmbio fez com que a economia política do setor ofereça os mesmos incentivos que existem em um exportador neto típico, em lugar de ter aqueles próprios de um importador neto.

O sistema tributário boliviano tinha características que o faziam pouco progressivo e, como se explicou anteriormente, quando os preços aumentam, os sistemas tributários pouco progressivos geram tensões e conflitos distributivos entre governos e companhias.⁴ O recente aumento de preços e o fato de que o significativo investimento no setor já tinha se realizado geraram incentivos para que o governo boliviano aumentasse, em primeira instância, sua participação nos lucros do gás e, em segunda instância, procedesse à nacionalização da indústria. As regalias aumentaram de 18 a 50%, e o governo obteve o controle acionário de todos os projetos de hidrocarbonetos. Como nos casos da Argentina, do Equador e da Venezuela, os investidores estrangeiros foram vítimas de seu próprio êxito em gerar crescentes rendimentos por exportações que não foram afetadas no curto prazo pelo aumento da apropriação de rendimentos por parte do governo.

Brasil

O Brasil é um exemplo de um país importador neto que progressivamente se converteu em auto-suficiente. O marco institucional projetou credibilidade aos investidores e preveniu a expropriação da companhia de petróleo estatal. Apesar de ser o terceiro maior produtor da região e de ter as segundas maiores reservas, superando recentemente o México, o Brasil tem sido até faz poucos anos um significativo importador neto. Conseguiu na última década reduzir com êxito sua dependência das importações com uma combinação de políticas de incrementos de produção e substituição do consumo interno de petróleo por etanol e gás natural.

O setor petroleiro se abriu ao investimento privado em 1995-1997, eliminando o monopólio da companhia de petróleo estatal, Petrobrás, estabelecido constitucionalmente. Para outorgar maior credibilidade ao marco regulatório frente a investidores privados, o governo criou uma agência regulatória independente para supervisionar o setor petroleiro. Ademais desta ação tão importante, a Petrobrás foi parcialmente privatizada. Ainda que o Estado mantenha o controle da maioria das ações com direito a voto, a maioria do capital da companhia se encontra em mãos privadas.

A autonomia institucional e os sistemas de prestação de contas da Petrobrás contribuíram para um aumento significativo dos níveis de produção e investimento, seja através da atuação direta, de empresas mistas com companhias de petróleo internacionais, ou de mecanismos de *project finance*. O investimento da Petrobrás excedeu US\$ 46 mil milhões no período 1992-2002. Em anos recentes, o Brasil manteve cinco licitações de áreas petrolíferas para o investimento privado. Como resultado, reduziu sua dependência das importações de petróleo e gás, e quase alcançou a auto-suficiência energética.

A reforma da Petrobrás e do setor petroleiro brasileiro contrasta de maneira importante com a falta de reforma na Pemex e na Petroecuador, e com a politização da PDVSA, companhias de exportadores netos que teoricamente “concorrem” com a empresa de petróleo brasileira. O fato de que o Brasil haja sido até recentemente um importador neto gerou incentivos para atrair investimento em petróleo, reduzindo assim a dependência das importações, e permitindo ao governo manter os preços no mercado interno próximos aos internacionais – diferentemente dos exportadores netos da região.

⁴ No caso boliviano, o que se denomina “windfall taxes”, ou impostos extraordinários em face de uma subida de preços, se fixava no nível dos dividendos das companhias, fazendo com que estas preferissem pedir empréstimos às suas matrizes em lugar de declarar dividendos. Sob a figura de empréstimos, as companhias podiam enviar os rendimentos às matrizes sem que isto gerasse impostos adicionais.

Sem dúvida, a qualidade institucional do Estado brasileiro, uma das mais altas da região como comentamos anteriormente, pode ajudar a explicar que a Petrobrás se coloque acima de seus pares na região por sua eficiência e boa administração. O Brasil também se destaca por suas políticas de Estado, de longo prazo, em matéria energética, em contraste com a maioria dos países da região. Sem embargo, também é certo que pelo fato de ser um importador neto e de não ter abundância de reservas em relação ao tamanho de sua economia e população, o país criou os incentivos necessários para focar no desenvolvimento de seu potencial energético e não na maximização das rendas extraídas ao setor.

As recentes descobertas de reservas de petróleo em alto mar prometem fazer do Brasil um relevante exportador neto no futuro, possivelmente com consequências muito significativas para os incentivos que têm os atores e a economia política do setor. Nos últimos anos já se nota a mudança de atitude das elites políticas e da população em relação ao tema energético. Ainda que não tenha se materializado a produção das jazidas do pré-sal, com a expectativa da abundância o país parece estar assumindo uma atitude de exportador neto, focando-se na captação de rendas e em sua distribuição. O Presidente Lula da Silva manifestou-se sobre a possível incorporação do Brasil, em um futuro próximo, à OPEP, o que não parece fazer muito sentido. Foram feitas propostas de reestatização da Petrobrás e de aumento na participação fiscal na exploração do óleo cru.

Afortunadamente, os instintos rentistas, que afloram em qualquer grande descoberta de reservas, parecem ter sido por enquanto razoavelmente administrados pelo Estado brasileiro. Ainda que tenha sido dado à Petrobrás acesso preferencial às reservas do pré-sal e o Estado tenha monetizado esse acesso incrementando de maneira significativa sua participação acionária na Petrobrás, as propostas mais radicais de nacionalização foram postas de lado.

É importante entender que se pode criar um marco fiscal e regulatório que permita ao Estado captar as rendas do petróleo sem reduzir os incentivos ao desenvolvimento do potencial energético do país, e isto não requer um papel preferencial para a empresa estatal. Não obstante, dentro das possíveis opções políticas, a posição tomada pelo Estado brasileiro parece relativamente equilibrada, o desafio será continuar a manter esse equilíbrio entre os acionistas e credores privados da Petrobrás para que não se apropriem de rendas excessivas e, ao mesmo tempo, mantenham os incentivos adequados para assumir os riscos de novos investimentos. Finalmente, é importante que o acesso preferencial da Petrobrás não elimine os estímulos necessários à eficiência gerados pela concorrência sadia com empresas multinacionais.

Colômbia

A Colômbia é um exportador neto, hoje em dia o terceiro maior da região, superando o Equador, mas, todavia com uma base precária de reservas comprovadas. Na década de noventa, devido à descoberta de importantes jazidas altamente produtivas, o petróleo se transformou em um significativo gerador de divisas e rendimentos fiscais (chegando a mais de 25% das receitas fiscais). No entanto, a partir de 1999, sua produção e reservas começaram a declinar novamente e, em 2004, parecia inevitável que a Colômbia viesse a ser, na década seguinte, um importador neto de petróleo.

O caso colombiano ilustra os potenciais perigos de que um país assuma uma mentalidade rentista em seguida a descobertas e a períodos de alto investimento, mas também ilustra muito bem como um Estado é capaz de corrigir seu rumo e ajustar as políticas de maneira efetiva. Nos anos noventa, o auge da produção de petróleo gerou efeitos macroeconômicos perversos, contribuindo para criar problemas fiscais e de competitividade, junto a isto, as condições eram pouco atrativas para o investimento em exploração, o que também prejudicava o estado de insegurança dos investimentos, provocado pela atividade guerrilheira.

Ante a perspectiva de converter-se em importador neto, o Estado colombiano implementou uma série de reformas fiscais e contratuais em 1999 e também em 2005, para tornar o investimento mais atraente e melhorar a competitividade da empresa estatal Ecopetrol. Seguindo o modelo brasileiro, que por sua vez se inspirou parcialmente no norueguês, colocou uma fração do capital da estatal no mercado de valores de maneira muito bem-sucedida, dando à empresa maior autonomia financeira e operacional, e criou uma agência regulatória independente. A credibilidade e o atrativo para o investimento gerados pelas reformas institucionais deram início a uma reversão na queda da produção. Entre 2007 e 2010, a produção aumentou em mais de 150 mil barris diários, em boa parte devido ao êxito da companhia privada Pacific Rubiales, liderada por exilados venezuelanos demitidos da PDVSA durante o governo Chávez.

Diferentemente dos casos da Bolívia, do Equador e da Venezuela, a década de noventa não gerou um aumento da produção ou das reservas e, por conseguinte, nos últimos anos não se traduziu na geração de incentivos para a expropriação. Ao contrário, a Colômbia procurava iniciar um novo ciclo de investimentos. O declínio da produção e das reservas fez com que a Colômbia atuasse como importador, criando todos os incentivos para promover o investimento.

IV. A GEOPOLÍTICA DO PETRÓLEO E DO GÁS NA REGIÃO

A América Latina constitui, depois do Golfo Pérsico e junto com a ex-União Soviética, a região mais abundante em hidrocarbonetos do planeta. Sem embargo, mais de 80% das reservas de petróleo da região estão concentradas na Venezuela, que é único ator regional com verdadeiro peso mundial na geopolítica dos hidrocarbonetos. Nas próximas décadas, enquanto o petróleo for um recurso de alto valor, o que venha a ocorrer na Venezuela continuará a ser relevante para o mercado mundial de petróleo.

Para ter uma ideia da abundância de recursos da Venezuela, basta mencionar que, com suas reservas comprovadas, pode atender seu consumo interno atual por mais de 750 anos. Por suposto, não basta uma dotação abundante de recursos, é preciso fazer os investimentos necessários para transformar tal dotação em produção, e a Venezuela possui atualmente uma desvantagem institucional para empreender o desenvolvimento de suas abundantes reservas. É muito provável que, em virtude de avanços tecnológicos, o petróleo deixe de ser um recurso valioso, muito antes que a Venezuela esteja perto de esgotar suas reservas de óleo cru extrapesado. No caminho, durante os auge do petróleo, os governos venezuelanos provavelmente continuarão a usar os recursos do petróleo para exercer influência na região superior à que lhe é conferida pelo tamanho de sua economia, população e poderio militar. Mas a volatilidade da renda do petróleo e a pobre qualidade institucional do país tornam pouco provável que esta influência deixe uma marca duradoura nas políticas da região.

Mesmo nos cenários mais otimistas de incorporação de reservas no Brasil, estas seriam apenas uma fração das da Venezuela, embora de um óleo cru de maior qualidade e mais

amplo mercado. O Brasil pode adquirir certa importância como ator no negócio dos hidrocarbonetos, mas dada a magnitude de seu mercado interno em crescimento, é improvável que venha a ser um grande exportador de óleo cru por longo tempo e, portanto, sua influência no mercado do petróleo não será determinante no longo prazo. Para se ter uma ideia, as atuais reservas comprovadas do Brasil são suficientes para 15 anos do consumo interno atual, menos do que o Equador, o México, a Colômbia e mesmo o Peru (ver Tabela IV). A incorporação de novas reservas provavelmente incrementará consideravelmente este indicador, mas ficando ainda muito abaixo dos grandes exportadores da OPEP.

Os demais países da região serão atores menores no mercado de petróleo mundial. O México poderia voltar a ser uma peça chave se consegue reverter a decadência de sua indústria de petróleo, mas sua tendência atual é a de deixar de ser um exportador de importância e poderia até acabar se tornando importador. É provável que se realizem significativas descobertas em alto mar, se se consegue destravar o marco político-institucional inibidor do investimento privado e estatal. A Colômbia tem potencial geológico por estar vinculada à mesma província petrolífera da Venezuela, e por ter áreas relativamente inexploradas. Finalmente, se Cuba fizer importantes descobertas em alto mar na zona do Golfo do México, isto poderia ter repercussões geopolíticas interessantes.

O gás natural está ainda longe de ter a importância econômica e geopolítica do petróleo e, se bem que, para a geopolítica do Cone Sul, o mercado do gás constitua um elemento importante, dificilmente terá repercussões globais. É possível que o Brasil consiga eventualmente autoabastecer-se de gás, e a Bolívia terá que pensar em desenvolver outros mercados como o do Chile, se ambos resolvem ou congelam suas disputas territoriais, ou buscar a maneira de exportar via um terminal de gás natural liquefeito, GNL.

Cabe mencionar também que uma tendência geopolítica relevante é constituída pelo papel que as empresas estatais de petróleo da Ásia estão representando na região. As empresas estatais da China, em particular, têm entrado agressivamente, investindo (ou oferecendo financiamento), na Venezuela, no Equador, na Argentina e, em menor medida, em outros países da região como a Bolívia e o Brasil. As estatais da Índia, Malásia, Vietnã, Taiwan e Japão estão seguindo, em muito menor escala, o exemplo chinês. A América Latina converteu-se, então, em um cenário a mais da luta para garantir o fornecimento de matérias primas às economias asiáticas de rápida industrialização e, como tem sido demonstrado na África, em certos casos substituíram, com êxito, grandes multinacionais do petróleo da Europa e dos Estados Unidos.

V. COMENTÁRIOS FINAIS

Este trabalho teve como objetivo entender os determinantes de economia política da evolução da indústria dos hidrocarbonetos na região latino-americana, assim como, com menos detalhe, as implicações desta indústria sobre a economia, as instituições, as políticas e a geopolítica dos países da região. A América Latina é uma região com abundantes recursos energéticos, mas sua distribuição é muito desigual. A Venezuela concentra o grosso dos recursos da região, e apenas México, Colômbia, Equador e Argentina são superavitários em petróleo, e a Bolívia em gás natural. Os demais países são deficitários. Existe a expectativa de que o Brasil se converta em um país superavitário, dadas as recentes descobertas de reservas importantes.

Na década de noventa, a maioria dos países produtores da região abriu seus setores de petróleo e gás, alguns atraíram investimento estrangeiro onde antes não era permitido, outros privatizaram total ou parcialmente suas empresas estatais. Em consequência, houve um auge de investimentos na região que se traduziu, em alguns países, em importantes aumentos de reservas e de produção.

Na última década, manifestou-se em vários países da região uma tendência contrária, de nacionalismo petrolífero, com aumento na participação do Estado nos lucros, renegociação forçada de contratos e nacionalizações. Argentina, Bolívia, Equador e Venezuela são exemplos desta tendência. Entretanto, Brasil, Colômbia e Peru não seguiram essa tendência e, ao contrário, fortaleceram suas instituições e promoveram reformas a fim de obter mais capitais privados no setor.

A natureza do setor petrolífero faz com que, uma vez realizados os investimentos imobilizados que constituem o grosso do capital e incrementadas as reservas e a produção, torne-se muito atraente para os Estados mudar as condições de investimento, incrementado sua participação nos lucros, e, em algumas ocasiões, nacionalizando ativos. Isto é ainda mais previsível quando o ciclo de investimento coincide com um ciclo de auge de preços que oferece uma oportunidade excelente para renegociar as condições e obter importantes benefícios. Isto é especialmente certo quando os regimes tributários e contratuais não são progressivos, fazendo com que os Estados não se beneficiem proporcionalmente dos auges de preço. Estas variáveis explicam, em boa parte, o retorno do nacionalismo petrolífero à região, sobretudo nos exportadores netos que haviam culminado um ciclo bem-sucedido de investimentos.

A dinâmica pode ser muito diferente em países importadores ou com expectativas de se transformarem em importadores netos. Neste tipo de países, a prioridade é atrair investimentos para assim incrementar as reservas e a produção. Isto explica por que Brasil, Colômbia e Peru, em lugar de expropriar de maneira oportunista os investidores, trataram de fortalecer seus marcos institucionais e de oferecer condições favoráveis ao investimento. Diante da expectativa de se converter em exportador, o Brasil está promovendo uma mudança de perspectiva que pode se traduzir em transformações políticas na direção da maximizar as rendas, em lugar de promover a produção. Sem embargo, até agora as pressões nessa direção não têm levado a mudanças políticas radicais e têm sido administradas razoavelmente.

Os hidrocarbonetos parecem ter ao menos mais um par de décadas de grande e quiçá crescente importância geopolítica, de modo que países como a Venezuela continuarão a ter um papel destacado em dito cenário. No entanto, o petróleo eventualmente irá perdendo sua importância relativa à medida que as mudanças tecnológicas o substituam por outras energias mais limpas e/ou renováveis. Portanto, os países dependentes de energias fósseis como Bolívia, Equador e Venezuela, com as debilidades institucionais que constituem o legado de tal dependência, estarão em posições muito desvantajosas para o desenvolvimento em comparação com seus vizinhos mais diversificados.

BIBLIOGRAFIA

- CAMPODÓNICO, H. “Reforma e inversión de la industria de hidrocarburos de América Latina”. *Cuadernos CEPAL*, 2004.
- CHANG, R.; HEVIA, C.; LOAYZA, N. “Privatization and Nationalization Cycles”. *World Bank Policy Research Working Paper*, n. 5029, 2009.
- DAVIS, J. M.; OSSOWSKI, R.; FEDELINO, A. *Fiscal Policy Formulation and Implementation in Oil-Producing Economies*. Washington, DC: FMI, 2003.
- DUNNING, T. *Crude Democracy*. Cambridge University Press, 2008.
- HABER, S.; MENALDO, V. “Does Oil Fuel Authoritarianism? A Reappraisal of the Resource Curse”. Manuscrito, Stanford University, 2009.
- HOGAN, W.; STRUZENEGGER, F. *The Natural Resources Trap*. MIT Press, 2010.
- HULTS, D.; THUBER, M.; VICTOR, D. “States in the Business of Oil: On the Performance and Strategy of National Oil Companies”. Manuscrito, Stanford Program on Energy and Sustainable Development, 2008.
- HUMPHEREYS, M.; SACHS, J.; STIGLITZ, J. *Escaping the Resource Curse*. Columbia University Press, 2007.
- ISHAM, J.; PRITCHETT, L.; WOOLCOCK, M.; BUSBY, G. “The Varieties of Resource Experience: How Natural Resource Export Structures Affect the Political Economy of Economic Growth”. *World Bank Economic Review*, v. 19, n. 1, p. 141-64, 2003.
- LEVY, B.; SPILLER, P. *Regulations, Institutions, and Commitment: Comparative Studies of Telecommunications*. Cambridge University Press, 1996.
- MANZANO, O.; MONALDI, F. “The Political Economy of Oil Contract Renegotiation in Venezuela”. In: HOGAN, W.; STRUZENEGGER, F. (Ed). *The Natural Resources Trap*. MIT Press, 2010.
- MANZANO, O.; MONALDI, F. “The Political Economy of Oil Production in Latin America”. *Economía*, v. 9, n. 1, 2008.
- MAYORGA, E. “Estudio Comparativo sobre la Distribución de la Renta Petrolera en Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú”. Manuscrito, ESMAP-Banco Mundial, 2005.
- MOMMER, B. *Global Oil and the Nation State*. Oxford University Press: Oxford, 2002.
- MONALDI, F. “Inversiones Inmovilizadas, Instituciones y Compromiso Gubernamental: implicaciones sobre la evolución de la inversión en la industria petrolera venezolana”. *Temas de Coyuntura*, Universidad Católica Andrés Bello, 2004.
- MONALDI, F. “Análisis institucional de la gobernabilidad y contratación en el sector petrolero: casos de la región andina”. In: CASTILLA, M; ESPINASA, R.; KALIL, P.; MANZANO, O. (Ed). *Hacia la Integración Energética Hemisférica: Retos y Oportunidades*. CAF-BID, 2008.
- MONALDI, F. “El segundo mejor negocio del mundo: la industria petrolera venezolana”. *Debates IESA*, v. XII, n. 1, p. 24-28, Venezuela, 2007.
- PALACIOS, L. “An update on the reform process in the oil and gas sector in Latin America”. Japan Bank for International Cooperation, 2003.

- STEVENS, P. "National Oil Companies and International Oil Companies in the Middle East: Under the Shadow of Government and the Resource Nationalism Cycle". *The Journal of World Energy Law and Business*, 1, n. 1, p. 5-30, 2008.
- VILLASMIL, R.; MONALDI, F.; RIOS, G.; GONZALEZ, M. "The Difficulties of Reforming and Oil based Economy: The Case of Venezuela". In: FANELLI, José. *Understanding Market Reforms in Latin America: Similar Reforms, Diverse Constituencies, Varied Results*. Palgrave Macmillan, 2007.
- VIVODA, V. *The Return of the Obsolescing Bargain and the Decline of Big Oil: A Study of Bargaining in the Contemporary Oil Industry*. VDM Verlag, 2008.

ANEXOS. TABELAS E GRÁFICOS

TABELA I

Reservas Comprovadas de Petróleo (milhares de milhões de barris) 2009			
	1989	1999	2009
Argentina	2,2	3,1	2,5
Bolívia	0	0	0
Brasil	2,8	8,2	12,9
Colômbia	2,0	2,3	1,4
Equador	1,4	4,4	6,5
México	52,0	21,5	11,7
Peru	0,8	0,9	1,1
Venezuela	59,0	76,8	172,3
Total	120,2	117,2	208,4

TABELA II

Reservas Comprovadas de Gás Natural (bilhões de metros cúbicos) 2009			
	1989	1999	2009
Argentina	0,67	0,73	0,37
Bolívia	0,12	0,52	0,71
Brasil	0,11	0,23	0,36
Colômbia	0,11	0,19	0,12
Equador	0,0	0,0	0,0
México	2,06	0,86	0,48
Peru	0,34	0,25	0,32
Venezuela	2,99	4,15	5,67
Total	6,4	6,9	8,0

TABELA III

Exportações (Importações) netas de petróleo por mil habitantes 2009 (barris diários)	
Argentina	5
Brasil	-1,9
Colômbia	10,8
Equador	20,4
México	9,6
Peru	-1,5
Venezuela	64,4

TABELA IV

Reservas Comprovadas de Petróleo / Consumo interno anual Ano de consumo interno 2009	
Argentina	14,6
Brasil	14,6
Colômbia	19,2
Equador	82,5
México	16,5
Peru	16,3
Venezuela	775,5

GRÁFICO 1

Petróleo: Exportador Neto (+) Importador neto (-)

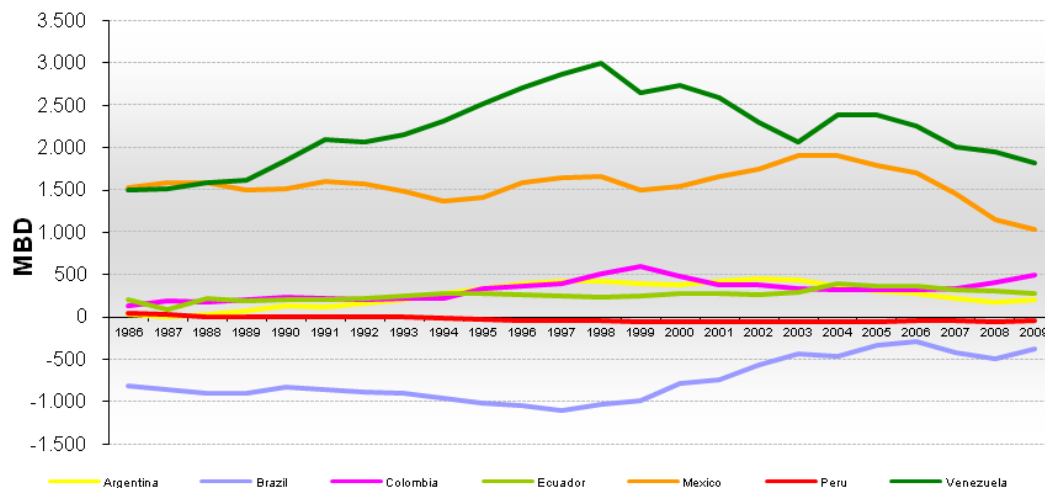
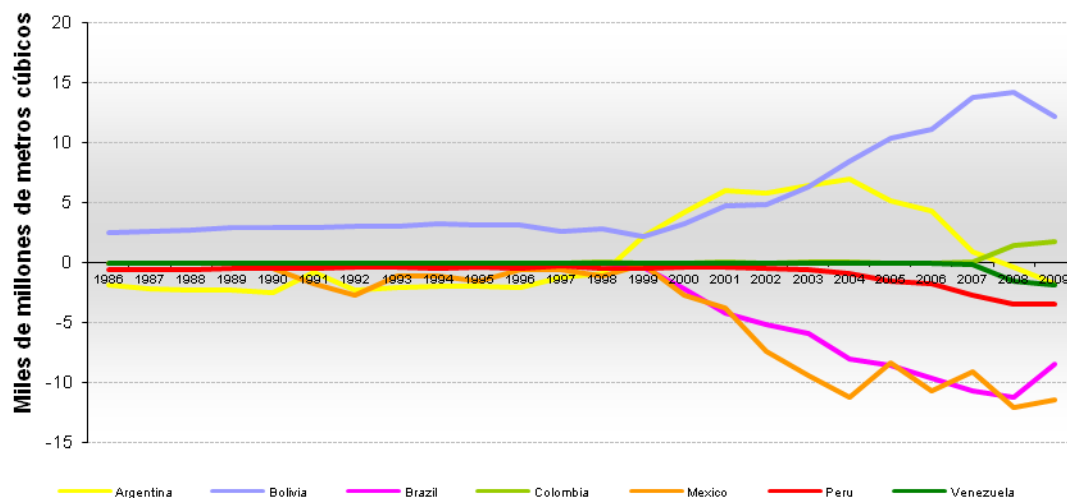


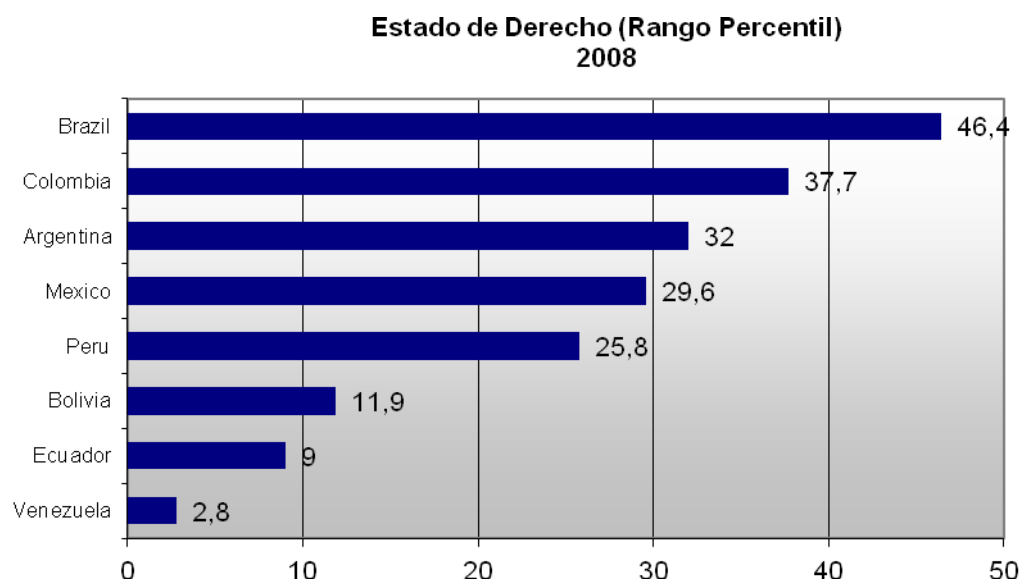
GRÁFICO 2

Gas Natural: Exportador Neto (+) Importador neto (-)



Fonte de todas as tabelas e gráficos anteriores: BP Statistical Review of Energy. Cálculos do Autor.

GRÁFICO 3



Fonte: Banco Mundial.