

# MARCO REGULATÓRIO DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO NO MÉXICO



Empresa de Pesquisa Energética

MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA





GOVERNO FEDERAL  
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA  
MME/SPE

## MARCO REGULATÓRIO DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO NO MÉXICO

### Ministério de Minas e Energia

#### Ministro

Fernando Coelho Filho

#### Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Paulo Jerônimo Bandeira de Mello Pedrosa

#### Diretor do Departamento de Planejamento Energético

Eduardo Azevedo Rodrigues

### NOTA TÉCNICA SPT-Abast Nº 1/2016



Empresa de Pesquisa Energética

*Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.*

#### Presidente

Luiz Augusto Nóbrega Barroso

#### Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Ricardo Gorini de Oliveira

#### Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Amilcar Guerreiro

#### Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Gelson Baptista Serva

#### Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

#### Coordenação Geral

Gelson Baptista Serva

#### Coordenação Executiva

Ricardo Nascimento e Silva do Valle

#### Coordenação Técnica

Marcelo Castello Branco Cavalcanti

#### Equipe Técnica

Maria Cecília Pereira de Araújo

Paula Isabel da Costa Barbosa

URL: <http://www.epe.gov.br>

#### Sede

SCN, Qd. 01, Bl. C, nº 85, Sl. 1712/1714  
70711-902 - Brasília - DF

#### Escritório Central

Av. Rio Branco, n.º 01 - 11º Andar  
20090-003 - Rio de Janeiro - RJ

**EPE-DPG-SPT-Abast-NT-01-2016**  
**Setembro de 2016**

## SUMÁRIO

<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
<b>1. CONTEXTO HISTÓRICO .....</b>	<b>3</b>
<b>2. PANORAMA DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO NO MÉXICO .....</b>	<b>16</b>
<b>3. CARACTERÍSTICAS DO MARCO REGULATÓRIO MEXICANO.....</b>	<b>22</b>
<b>3.1. Estrutura institucional .....</b>	<b>22</b>
3.1.1. Pré-reforma .....	22
3.1.2. Pós-reforma .....	24
<b>3.2. Regulação do <i>upstream</i> .....</b>	<b>25</b>
3.2.1. Pré-reforma .....	25
3.2.2. Pós-reforma .....	26
3.2.2.1. Licença.....	27
3.2.2.2. Partilha de produção .....	28
3.2.2.3. Partilha de lucro.....	29
3.2.2.4. Contrato de serviços.....	30
<b>3.3. Papel da Pemex, Rodada Zero e Primeira Rodada .....</b>	<b>31</b>
3.3.1. Pré-reforma .....	31
3.3.2. Pós-reforma .....	32
3.3.2.1. Alocações.....	33
3.3.2.2. Rodada Zero.....	34
3.3.2.3. Primeira Rodada .....	35
<b>3.4. Tributação.....</b>	<b>37</b>
3.4.1. Pré-reforma .....	37
3.4.2. Pós-reforma .....	38
<b>3.5. Conteúdo nacional .....</b>	<b>42</b>
3.5.1. Pré-reforma .....	42
3.5.2. Pós-reforma .....	42
<b>3.6. Gás natural, petroquímica e refino .....</b>	<b>43</b>
3.6.1. Pré-reforma .....	43
3.6.2. Pós-reforma .....	43
<b>3.7. <i>Downstream</i> e política de preço de combustíveis.....</b>	<b>44</b>
3.7.1. Pré-reforma .....	44
3.7.2. Pós reforma .....	45

<b>3.8. Fundo Soberano e Fundo Mexicano de Petróleo .....</b>	<b>46</b>
3.8.1. Pré-reforma .....	47
3.8.2. Pós-reforma .....	48
<b>4. COMPARAÇÃO DAS MUDANÇAS DO MARCO REGULATÓRIO DO PETRÓLEO NO MÉXICO E NO BRASIL .....</b>	<b>50</b>
<b>4.1. Primeira fase: Início da exploração .....</b>	<b>50</b>
<b>4.2. Segunda fase: Nacionalização da indústria.....</b>	<b>53</b>
<b>4.3. Terceira fase: Abertura e modelo atual.....</b>	<b>56</b>
4.3.1. Fundos Soberanos e do Petróleo: Brasil e México .....	62
4.3.2. Petrobras X Pemex .....	65
<b>5. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>67</b>
<b>AGRADECIMENTOS .....</b>	<b>69</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>69</b>

## ÍNDICE DE TABELAS

<i>Tabela 1: Rodadas de licitação dos Contratos Integrais de E&amp;P</i>	<i>14</i>
<i>Tabela 2: Resumo comparativo dos regimes apresentados</i>	<i>30</i>
<i>Tabela 3: Reservas e recursos potenciais concedidos à Pemex</i>	<i>35</i>
<i>Tabela 5: Mudança de tributos no pré e pós-reforma</i>	<i>39</i>
<i>Tabela 6: Aspectos da Reforma: México e Brasil</i>	<i>61</i>
<i>Tabela 7: Comparação entre os Fundos do Brasil e do México</i>	<i>62</i>
<i>Tabela 8: Indicadores-chave da Petrobras e da Pemex</i>	<i>65</i>

## ÍNDICE DE GRÁFICOS

<i>Gráfico 1: Evolução das reservas provadas de petróleo e gás natural no México</i>	<i>17</i>
<i>Gráfico 2: Evolução da produção e do consumo de petróleo no México</i>	<i>18</i>
<i>Gráfico 3: Evolução da capacidade de refino (destilação) de petróleo no México</i>	<i>20</i>
<i>Gráfico 4: Preço da gasolina no México reflete controle de preços</i>	<i>45</i>

## ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1: Arranjo institucional da indústria de petróleo e gás natural no México</i>	22
<i>Figura 2: Órgãos-chave do setor energético mexicano</i>	24
<i>Figura 3: Processo de licitação</i>	27
<i>Figura 4: Primeiras mudanças do marco regulatório dos países analisados</i>	52
<i>Figura 5: Evolução do marco regulatório do petróleo na nacionalização do setor</i>	54
<i>Figura 6: Evolução do marco regulatório para contratos de serviço</i>	59
<i>Figura 7: Evolução do marco regulatório na abertura do setor</i>	60

## ÍNDICE DE SIGLAS

AIE	Agência Internacional de Energia
AGPN	Administração Geral do Petróleo Nacional
bep	Barril equivalente de petróleo
CAPN	Controle de Administração do Petróleo Nacional
Cenace	Centro Nacional de Controle de Energia
Cenagás	Centro Nacional de Controle de Gás Natural
CIA	Central Intelligence Agency (Agência de inteligência dos Estados Unidos)
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos (Regulador mexicano do <i>upstream</i> )
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CRE	Comisión Reguladora de Energía (Regulador mexicano do <i>downstream</i> e energia elétrica)
CSM	Contratos de Serviços Múltiplos
EBITDA	Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization (lucros antes de juros, impostos, depreciação e amortização)
E&P	Exploração e Produção (de petróleo e gás natural)
EIA	United States Energy Information Administration (Agência de informação sobre energia dos Estados Unidos)
FEIP	Fondo de Estabilización de Ingresos Petroleros (Fundo de estabilização de receitas do petróleo)
FFIE	Fundo Fiscal de Investimentos e Estabilização
FMP	Fundo Mexicano do Petróleo
FS	Fundo Social

FSB	Fundo Soberano do Brasil
FSR	Fundo Soberano de Riqueza
GATT	General Agreement on Tariffs and Trade (Tratado internacional de comércio internacional)
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
IOC	International Oil Companies (Empresas internacionais de petróleo)
MME	Ministério de Minas e Energia
Nafta	North America Free Trade Agreement (Tratado de Livre Comércio da América do Norte)
OCDE	Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico
PEF	Presupuesto de los Estados de la Federación (Orçamento dos Estados da Federação – México)
Pemex	Petróleos Mexicanos S. A.
Petromex	Companhia Petróleos de México S. A.
PIB	Produto Interno Bruto
PPSA	Pré-sal Petróleo S. A.
Sener	Secretaría de Energía (Ministério de Energia mexicano)
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público (Ministério da Fazenda mexicano)

## Introdução

O setor de energia, especialmente o petróleo, constantemente é alvo de reformas no mundo. Na década de 1990, houve uma onda de liberalização que tomou força na Europa e influenciou mercados como o Brasil. O México, por sua vez, apesar das fortes pressões sofridas na época, preservou a base de sua organização da indústria petróleo. No entanto, a perda de receita a partir da queda na produção, conduziu a movimentos que ganharam força e conseguiram alterar a Constituição Mexicana.

A recente reforma institucional no México promete promover uma grande transformação no setor de energia mexicano, revolucionando a participação de empresas privadas, estrangeiras ou não, e trazendo a declinante produção petrolífera mexicana para novos patamares de crescimento e expansão. A reforma produzirá efeitos sobre a economia mexicana e, alterará também as decisões de investimento do setor petrolífero em toda a região latino-americana.

A presente Nota Técnica objetiva avaliar o contexto da reforma mexicana, sob o ponto de vista histórico e institucional, e seus inúmeros desdobramentos como marco regulatório, evidenciando aspectos importantes tais como tributação, conteúdo nacional, o papel da Pemex, a Rodada Zero e a Primeira Rodada.

As semelhanças socioeconômicas entre Brasil e México permitem, ainda, inúmeras comparações entre esses dois países. No setor petróleo, ambos os países, tiveram a produção comercial de petróleo iniciada com empresas privadas, posteriormente nacionalizada, com a criação de uma empresa estatal de petróleo. Ambos os países apresentaram reformas recentes ao marco regulatório, que buscam conciliar a atração de empresas privadas com a permanência de suas empresas estatais exercendo papel importante em seus respectivos mercados. É importante destacar o cuidado e o planejamento das autoridades mexicanas ao empreenderem a análise das experiências de outros países, especialmente o Brasil, previamente à elaboração do seu novo marco regulatório.

Para fornecer melhor subsídio às questões elencadas, esta Nota Técnica foi composta de cinco capítulos. O primeiro capítulo apresenta o contexto histórico do setor de petróleo e gás natural no México, desde suas origens no fim do século XIX até a publicação das leis secundárias que instauraram a reforma, em agosto de 2014. O capítulo 2 destaca a evolução dos principais indicadores da indústria petrolífera mexicana, bem como fornece o panorama do setor. O capítulo 3 analisa as características do Marco Regulatório Mexicano, comparando os principais aspectos que mudaram recentemente (pós-reforma) com o período anterior (pré-reforma). O capítulo 4 retoma alguns dos aspectos descritos nos capítulos anteriores e empreende uma comparação com o caso brasileiro. O capítulo 5, por fim, reúne as principais conclusões e aponta alguns possíveis impactos da atual conjuntura internacional sobre os temas aqui tratados.

## 1. Contexto Histórico

A exploração de petróleo no México teve início na segunda metade do século XIX. Em 1880, embora ainda não houvesse produção de petróleo no país, a companhia Waters-Pierce se estabeleceu no México, refinando petróleo vindo dos Estados Unidos e distribuindo derivados. Essa iniciativa ajudou a desenvolver o mercado mexicano, criou capacidade de refino e uma estrutura de vendas que ampliou notavelmente a demanda por derivados (De La Borda, 2006).

No final do século XIX, o governo ditatorial do general Porfírio Díaz, ativo promotor da modernização industrial, buscava incentivar o investimento no setor, formando um marco institucional favorável à iniciativa privada. Exemplo disso foi a revogação, em 1884, do direito do Estado sobre os bens do subsolo, que passaram a pertencer ao proprietário da superfície. A Lei de mineração de 1892 foi mais além, determinando que a propriedade dos recursos de mineração era irrevogável e perpétua e indicando que petróleo e gás podiam ser explorados sem concessão governamental. Além disso, os direitos contratuais do Estado mexicano, em sua relação com as empresas de petróleo, eram muito inferiores aos dos países do Oriente Médio, na mesma época (Smith & Dzienkowski, 1989). Contudo, até 1900, a produção de petróleo foi insignificante e caracterizada pela escassez de recursos financeiros dos agentes envolvidos (De La Borda, 2006).

A produção de petróleo em escala comercial teve início em 1901, com rápida expansão. No mesmo ano, foi expedida a primeira Lei do Petróleo, que isentava as empresas petroleiras de impostos sobre exportação de petróleo, e sobre importação de máquinas e equipamentos (Torres, 1997). Além disso, essa Lei dava às empresas o direito de expropriar terras particulares que fossem necessárias ao seu estabelecimento e autorizava o executivo a outorgar diretamente concessões de exploração em propriedades federais (México, 1901). Neste momento, empresários estrangeiros com capacidade financeira, acesso à tecnologia avançada e experiência passaram a se interessar pelo país (De La Borda, 2006).

No México, além do querosene iluminante e do asfalto, um importante mercado era o de combustível para o transporte ferroviário, que substituiu o carvão importado. Contudo, a produção ganhou tamanha escala no início dos anos 1910, que o mercado doméstico não era mais capaz de absorvê-la, passando a ser exportados crescentes volumes de petróleo para os EUA, nos anos seguintes. Em 1911, começou a comercialização externa de petróleo, que se tornou o principal artigo de exportação em 1917 e, já em 1918, tornou o país o segundo maior exportador mundial de petróleo (Lopez, 2010). A atividade era, então, comandada por empresas privadas de capital estrangeiro. Em especial, dois empresários tiveram um importante papel no início da indústria: o norte-americano Edward Doheny e o inglês Weetman Pearson. Suas empresas dominavam o setor, desde a exploração e produção, refino e transporte, até a venda de derivados e exportação. (De La Borda, 2005)

O governo de Porfírio Diaz foi derrubado em 1911, no início da Revolução Mexicana. Pelos 18 anos seguintes, o país se viu num período de tumulto político, em que várias facções tentavam tomar o poder (Haber *et al*, 2003). A indústria petroleira, a princípio, não foi diretamente atingida, pois suas atividades se concentravam em uma região relativamente isolada, fora das zonas de conflito armado. Além disso, os vários governos que se estabeleceram reconheciam as empresas petroleiras como importante fonte de recursos e não intervinham nas suas atividades (De La Borda, 2005). A produção de petróleo seguiu crescendo até 1921, quando atingiu um pico de 193 milhões de barris no ano (25% da produção mundial), impulsionada, em grande parte, pela maior demanda internacional gerada pela Primeira Guerra Mundial. No início da década de 1920, o México era o segundo maior produtor de petróleo, atrás apenas dos Estados Unidos, e o maior exportador (Merril & Miró, 1996); (De La Borda, 2006).

Por outro lado, esse período de golpes, revoluções e guerras civis produziu uma série de reformas institucionais que buscavam reduzir os direitos de propriedade das empresas de petróleo. Em primeiro lugar, todos os governos de 1911 a 1929 tentaram aumentar os impostos sobre o petróleo. Em segundo, em 1917, o México escreveu uma nova Constituição que reformava completamente o sistema de direitos de propriedade. O Artigo 27 da Constituição de 1917 tornou o petróleo e outras riquezas do subsolo propriedade da Nação (Haber *et al*, 2003 e México, 1917).

A nova constituição iniciou uma fase de disputa entre as empresas petroleiras e os sucessivos governos mexicanos. Segundo Haber *et al* (2003), não se questionava o direito do governo mexicano de declarar que o subsolo era propriedade nacional. O cerne da discórdia entre o governo e as empresas de petróleo era se o Artigo 27 se aplicava às terras adquiridas antes de 1917 ou apenas às novas aquisições. As petroleiras argumentavam que o Artigo 27 não podia se aplicar às terras adquiridas anteriormente, porque o Artigo 14 da mesma constituição declarava que as leis não podiam ter efeito retroativo. É importante mencionar que, em 1920, mais de 90% do capital das 17 empresas exportadoras de petróleo mexicano era de propriedade inglesa ou norte-americana (Montejano, 2008.). Após diversos conflitos, negociações e intervenções do governo americano, a questão foi resolvida em 1927, quando o governo americano determinou que cidadãos americanos e suas propriedades teriam proteção dos Estados Unidos mesmo no exterior, o que significava a possibilidade de uma intervenção militar no país, se necessário. Com isso, o Artigo 27 foi, então, considerado, pelo governo mexicano, como não retroativo e a Lei de 1925 (México, 1925), que o regulamentava, foi devidamente emendada (Haber *et al*, 2003). A questão dos direitos de propriedade do subsolo estava concluída e só viria à tona novamente no final da década de 1930, com os movimentos de nacionalização<sup>1</sup>.

A principal causa da nacionalização da indústria petrolífera foi um conflito trabalhista. A Constituição de 1917 estabelecia direitos trabalhistas e respaldava algumas exigências dos trabalhadores. Os campos de produção de petróleo no país entraram em declínio após o pico de 1921 e a produção em queda foi acompanhada por demissões em massa, que alimentaram mais protestos e exigências de segurança contratual. Há uma divergência entre os autores sobre as causas do declínio na produção. De La Borda (2006) afirma que o declínio foi provocado, ou ao menos agravado, pela queda no preço do petróleo, que fez com que as empresas investissem em outros países com menores custos, como a Venezuela, e diminuíssem suas operações no México. Já Haber *et al* (2003) defendem que o declínio foi essencialmente geológico, e apresenta como evidência o fato de que o investimento em E&P continuou aumentando, mesmo após a produção ter entrado em declínio. Como não houve sucesso exploratório, as empresas reduziram os investimentos no país.

---

<sup>1</sup> De acordo com Bethell (2005), no início da década de 1940, EUA e México chegaram a um acordo acerca da nacionalização da indústria petrolífera mexicana: Em contrapartida à indenização mexicana de 40 milhões de dólares aos norte-americanos que possuíam ativos no setor, os EUA ofertaram ajuda financeira para estabilização do peso mexicano, e comprometeram-se a comprar grandes quantidades de prata, a proporcionar empréstimos e créditos para a conclusão da parte mexicana da autoestrada pan-americana e a negociar um tratado comercial.

A crise de 1929 reforçou a queda do preço do petróleo e colocou as empresas em pior posição para atender às demandas dos trabalhadores. No início da década de 1930, a produção estava reduzida a apenas vinte por cento do nível de 1921. O conflito se estendeu pela década de 1930, apesar do aumento da produção a partir de 1933, e culminou com uma greve em 1937. O governo estabeleceu que as empresas deveriam atender às exigências dos trabalhadores. As empresas alegaram incapacidade econômica e apelaram para a suprema corte mexicana em 1938, mas perderam. A solução dada pelo presidente Lázaro Cárdenas foi expropriar os bens das empresas em favor do Estado e, assim, nacionalizar a indústria do petróleo (De La Borda, 2006).

Desde a década de 1920, o governo mexicano buscava formas de aumentar a regulação sobre o setor de petróleo. Isso se iniciou através da criação de um órgão denominado Controle de Administração do Petróleo Nacional (CAPN), focado nas operações em terrenos federais. Em 1933, o CAPN foi substituído por uma empresa de capital misto, a Companhia Petróleos de México S.A. (Petromex), cujo objetivo era fomentar o investimento nacional na indústria petrolífera. A baixa produção e a falta de investimentos, porém, eram obstáculos à consolidação e expansão da Petromex (De La Borda, 2006). Assim, em 1937, o governo mexicano criou outra instituição, a Administração Geral de Petróleo Nacional (AGPN), que absorveu as propriedades da Petromex. Desta forma, foi a AGPN que, em março de 1938, tomou posse dos bens expropriados das empresas petroleiras que atuavam no México (Samples & Vittor, 2012). Em junho do mesmo ano, foi criada a Petróleos Mexicanos (Pemex), designada como um organismo encarregado de “explorar e administrar as reservas de hidrocarbonetos em favor da nação” (Pemex, 1938). Com isso, o México passou a ser um dos primeiros países exportadores de petróleo a nacionalizar sua indústria<sup>2</sup>.

Segundo Haber *et al* (2003), apesar da causa imediata ter sido o conflito trabalhista, a expropriação refletiu uma mudança fundamental ocorrida na situação política e econômica da indústria mexicana de petróleo, devido à confluência de três fatores: i) o país já havia alcançado uma estabilidade política, ficando livre da ameaça de golpes por outras facções, que poderiam ser apoiadas pelo governo americano; ii) com o declínio dos campos de petróleo, a indústria já não contribuía mais pesadamente para a arrecadação fiscal e a queda na produção provocada pelo processo de nacionalização já não teria grande impacto sobre os recursos fiscais; e iii) com a adoção da Política da Boa Vizinhança pelo governo americano em 1933, o Presidente Franklin Roosevelt anunciou que não interviria no país para proteger a propriedade americana. “No entanto, quando essas três condições se juntaram, a geologia do México já havia minado a indústria”, afirmam Haber *et al* (2003).

---

<sup>2</sup> Mabro (2007) cita que a nacionalização da indústria petrolífera já havia ocorrido em outros países antes do México, como por exemplo na passagem da Rússia czarista para a União Soviética, em 1917.

As multinacionais foram banidas do México, mas controlavam praticamente todo o transporte, refino e comercialização fora do país. Elas responderam à ação do governo mexicano com um embargo internacional ao petróleo do país, com o claro objetivo de desencorajar nacionalizações em outros países.

No período que se seguiu a 1938, a exploração de petróleo no país se voltou para dentro, devido, em parte, ao embargo e, em parte, à conjunção entre crescimento da demanda interna e redução da produção. Assim, desde o início, a Pemex foi encarregada de abastecer o mercado interno<sup>3</sup>, fornecendo combustíveis a preços subsidiados para indústria, agricultura, transporte e geração elétrica (Navarro, 2004).

Enquanto a expropriação significou, na prática, uma ruptura com o modelo de investimento privado no setor e o início de um monopólio da Pemex<sup>4</sup>, a mudança correspondente na legislação se deu posteriormente, de forma gradativa. Em 1940, um novo Decreto Regulamentar do Artigo 27 da Constituição definiu que apenas exploração e produção de petróleo passavam a ser exclusividade da nação, que podia estabelecer contratos a serem remunerados em dinheiro ou parte da produção, mas proibia a participação de estrangeiros e empresas de sociedade anônima nesses contratos. O refino de petróleo, transporte por oleodutos e distribuição de gás natural permaneciam sob o regime de concessões (México, 1940).

O embargo internacional não durou muito tempo. Com o advento da segunda guerra mundial, EUA e México entraram em fase de cooperação estratégica. Por pressão do governo americano, as multinacionais chegaram a um acordo em 1943 com o governo mexicano e receberam uma compensação (Merril & Miró, 1996). Ainda assim, o país perdeu o acesso ao capital e à expertise estrangeiros e viu sua produção declinar.

---

<sup>3</sup> A princípio, a distribuição de derivados foi assumida pela Distribuidora de Petróleos Mexicanos, criada em 1939. Mas em 1940 a instituição foi extinta e a Pemex assumiu a responsabilidade pela distribuição (México, 1938) e (Coerver *et al*, 2004).

<sup>4</sup> A rigor, não foi um monopólio total porque, segundo BNDES (2009), "nem todas as companhias petrolíferas tiveram seus ativos expropriados em 1938. Algumas poucas empresas não tinham seus trabalhadores sindicalizados e, portanto, não foram afetadas pelas negociações trabalhistas de 1936-38, de modo que a expropriação completa do setor só aconteceu na década de 50".

Em 1958, foi emitida a última e mais restritiva versão da Lei Regulamentar, estabelecendo que todas as atividades do setor de petróleo e gás eram exclusividade da nação, através da Pemex. Isto incluía, além da exploração e produção, o armazenamento, transporte, refino, distribuição e comercialização de petróleo, gás e derivados e toda a cadeia de produção de petroquímicos básicos. As concessões outorgadas sob leis anteriores foram transferidas obrigatoriamente para a Pemex (México, 1958). Finalmente, em 1960, reformou-se o Artigo 27 da Constituição, de forma a proibir explicitamente contratos ou concessões para exploração e produção de petróleo (México, 1960).

Entre 1959 e 1964, não foi feita nenhuma nova grande descoberta de campo de petróleo, devido, em parte, à política de priorização de perfurações de poços de desenvolvimento, em detrimento dos poços de exploração. Tal política, associada à alta carga tributária e aos subsídios aos preços internos dos derivados de petróleo, prejudicaram as finanças da estatal e impediram um investimento significativo em exploração de novos campos, ao mesmo tempo que estimularam uma demanda interna crescente. Ainda na década de 1960, a Pemex contraiu financiamentos externos e voltou a investir pesadamente em exploração. Mesmo assim, em 1971, houve uma mudança na condição do país, de exportador para importador líquido de petróleo. Neste mesmo ano, foi outorgada uma lei que reorganizou a estrutura da Pemex<sup>5</sup>. Em 1973, frente aos problemas financeiros, a Pemex aumentou os preços no mercado doméstico (De La Borda, 2006).

No mundo, o primeiro choque do petróleo (1973) foi acompanhado por um afluxo de liquidez nos mercados internacionais. Os países exportadores de petróleo, principalmente os membros da OPEP, tiveram um afluxo de divisas com a alta no preço do petróleo e aplicaram em contas em dólares (chamados petrodólares), principalmente no mercado financeiro londrino. Esse aumento de liquidez causou uma queda nos juros e muitos países em desenvolvimento aproveitaram para aumentar seu endividamento externo. Ao mesmo tempo, aumentava a procura por fontes de petróleo em países não membros da OPEP.

No México, o esforço exploratório do final dos anos 60 começou a dar resultado ainda na primeira metade da década de 70, com a Pemex implementando um novo programa de perfurações de poços de desenvolvimento. Em 1974, a produção de petróleo superou o recorde até então estabelecido em 1921 e, em 1975, o país iniciava a comercialização externa de petróleo numa escala superior a 100 mil barris por dia (BP, 2016).

---

<sup>5</sup> Curiosamente, foi também em 1971 que um pescador chamado Rudecindo Cantarell informou à Pemex a existência de uma mancha que brotava do fundo do mar no litoral do Estado de Campeche e, passados oito anos, o poço de Chac marcaria o início da produção no maior complexo produtivo mexicano (Cantarell), um dos maiores do mundo (Montejano, 2008).

O México só retomou o *status* de grande produtor de petróleo no final da década de 1970. Por outro lado, ele conseguiu dois grandes feitos, inéditos até então: mostrou que um governo podia efetivamente recuperar, das maiores e mais poderosas corporações internacionais, o direito a seus recursos minerais e também que podia desenvolver esses recursos por si próprios (Smith & Dzienkowski, 1989).

De 1973 a 1980, o México multiplicou suas reservas de petróleo por 11 e assumiu o quarto lugar mundial (Navarro, 2004). Em 1982, tornou-se o segundo maior exportador não-OPEP, com 1,5 milhão de barris por dia (BP, 2016). Segundo Navarro (2004), o afluxo de divisas no país provocou efeitos similares à doença holandesa. Assim, o setor de petróleo passou a ter maior participação na economia, enquanto indústria e agricultura perdiam espaço, e o Estado passou a depender mais das rendas petrolíferas. A participação da Pemex na arrecadação fiscal passou de 3% em 1971 para 46% em 1986 (Navarro, 2004).

Além de fonte de arrecadação fiscal, a Pemex também era usada como uma espécie de agente financeiro do Estado, contraindo empréstimos no exterior para financiar seus investimentos, enquanto suas receitas financiavam o gasto público. Por outro lado, as divisas geradas pelo petróleo auxiliaram a saída da crise econômica e serviram como motor do desenvolvimento regional do país. Com o mercado interno em expansão, a Pemex aproveitou os recursos advindos da exportação e do aumento de preços para investir em capacidade adicional de refino, tanto pela ampliação de refinarias existentes, quanto pela construção de novas refinarias, com o propósito de atender a mercados regionais mais afastados (De La Borda, 2006). A infraestrutura de transporte também evoluiu, a partir do crescimento da demanda e da reestruturação geográfica dos centros de produção, armazenamento e distribuição.

A Pemex alimentou o modelo de industrialização por substituição de importações vigente no México até a década de 70 (Navarro, 2004). Segundo De Freitas (2008), a crise dos anos 80 provocou uma mudança no modelo de desenvolvimento do país, com uma maior participação do mercado na economia e uma política externa mais diversificada. De La Borda (2006) destaca ainda que, neste período, a indústria petrolífera foi reorientada através de redução de programas de investimento e aumento de produtividade, rentabilidade e eficiência.

No início dos anos 80, a super-oferta mundial e a liberação dos preços nos EUA conduziram à trajetória de queda no preço do petróleo, conforme De La Borda (2006) e Yergin (2011). Essa situação levou a Pemex a mudar a política de produção, com planos mais restritivos, a fim de obter um desempenho mais eficiente. De acordo com De La Borda (2006), tal fato estava diretamente relacionado à situação econômica do país (crise da dívida mexicana<sup>6</sup>), que fez o governo implementar uma série de ajustes estruturais que incluíam a redução de programas de investimento e a elevação da produtividade, da rentabilidade e da eficiência.

Em 1986, mesmo ano do contrachoque do petróleo<sup>7</sup>, o México ingressou no GATT (*General Agreement on Tariffs and Trade*), adotando uma maior liberalização do seu regime de comércio exterior. Foram abolidas licenças de importação para mais de duas mil categorias de produtos e, com isso, o governo pretendia aumentar suas exportações de produtos que não o petróleo (De Freitas, 2008). Houve, neste período, um atrelamento à política externa norte-americana, premissa exigida para a entrada no *North America Free Trade Agreement* (Nafta). Todavia, para ser aceito nesta organização, também era necessário fazer ajustes na economia mexicana, devido a sua distância econômica, tecnológica e financeira em relação aos EUA e Canadá.

Os efeitos da recessão dos anos 80 na economia mexicana, principalmente a queda dos investimentos no setor petróleo, foram determinantes para a estagnação nos níveis de produção e exportação de cru no início da década de 90. Em 1992, a fim de alterar esse quadro e alinhar a Pemex à nova política de desenvolvimento do país, a nova Lei da Pemex (México, 1992) substituiu o antigo modelo organizacional verticalizado por uma estrutura de *holding*, com empresas subsidiárias para cada setor: E&P, Refino, Gás e Petroquímica Básica e Petroquímica, além de outras reformas internas (De La Borda, 2006 e Navarro, 2012).

---

<sup>6</sup> A crise da dívida mexicana derivou de um conjunto de fatores que incluem o aumento das taxas internacionais de juros, a recessão do mercado norte-americano, os elevados gastos públicos e a fuga de capitais (Yergin, 1990).

<sup>7</sup> Queda acentuada no preço do petróleo provocada, essencialmente, pelo aumento da oferta de petróleo dos países que compunham a OPEP. Para maiores informações, ver Yergin (1990).

O Nafta foi assinado pelo Canadá, EUA e México em dezembro de 1992 e entrou em vigor em dezembro de 1994 (De Freitas, 2008). A adesão ao Nafta abriu caminho para a entrada do país na Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico (OCDE) em 1992, mas o México se recusou a fazer parte da Agência Internacional de Energia (AIE), devido às exigências de privatização do setor de petróleo (Puyana, 2006). O México não cedeu nos cinco principais pontos sobre petróleo, propostos no início da negociação do Nafta. Eles tratavam de: reduzir o controle nacional sobre os recursos do petróleo; dar garantia de suprimento a outros membros do tratado; mudar o regime de monopólio da distribuição; aceitar contratos de risco para exploração de petróleo e permitir o estabelecimento de postos de abastecimento estrangeiros no México. A única concessão do governo mexicano foi abrir as compras da Pemex à concorrência internacional.

Quando o Nafta foi efetivado, algumas regulamentações referentes ao setor de energia mexicano foram alteradas para adaptá-lo à política de abertura e competição, estimulada pelo acordo, constituindo a reforma de 1995. A maioria dessas mudanças não chegou a modificar o texto constitucional, como ocorreu com o segmento de refino de petróleo, modificado por lei administrativa.

A principal novidade da reforma de 1995 foi a liberalização do *downstream* de gás natural – neste caso distribuição, transporte, comércio exterior e vendas. A abertura incluiu também a construção, operação e propriedade de gasodutos, assim como obrigou a Pemex e outras empresas públicas ou privadas a darem acesso a terceiros em seus dutos. No mesmo ano foi criada a *Comisión Reguladora de Energía* (CRE), como órgão ligado à *Secretaría de Energía* (Sener), encarregada justamente de auxiliar a Senerna regulação do *downstream* do gás natural, GLP e energia elétrica. Em 1996, a liberalização se estendeu também à Petroquímica não-Básica, enquanto a Petroquímica Básica permaneceu como monopólio da Pemex.

Também em função do alinhamento com a política externa, a Pemex, a partir de 1998, ajustou seus demonstrativos de contabilidade e suas estimativas de reservas a padrões aceitos internacionalmente.

As mudanças do setor de energia mexicano, em especial, a reestruturação da Pemex (1992) e o alinhamento com a política externa, e a instabilidade do mercado internacional do petróleo no início dos anos 90<sup>8</sup> permitiram uma nova intensificação da atividade exploratória, a fim de aumentar a produção. Tal resultado começou a ser observado já na segunda metade da década de 1990 e culminou em 2004, com a produção de 3,8 mil barris por dia, com destaque para o complexo de Cantarell.

O declínio na produção de petróleo a partir de 2004 levou às primeiras tentativas de flexibilizar o monopólio da Pemex no E&P. Entre 2004 e 2007 foram adotados os chamados Contratos de Serviço Múltiplos (CSM), voltados apenas para o gás natural não-associado. Trata-se de um tipo de contrato de serviço com risco que tinha por objetivo aumentar a produção de gás natural, reduzir custos de produção, trazer tecnologia para a indústria e reduzir o esforço de administrar diversos contratos de serviços e obras separadamente pela Pemex. A Petrobras arrematou dois blocos, associada a outras empresas, e foi operadora de ambos. Segundo Padilha (2010), os CSM não atingiram seus principais objetivos: as metas de produção de gás não foram atingidas em nenhum ano no período 2004-2007 e a rentabilidade, ainda que positiva antes de impostos, foi negativa na maioria dos campos depois dos impostos, que eram assumidos pela Pemex. Padilla afirma, ainda, que o contrato não incentivava as empresas a maximizar a produção, mas sim a realizar muitas obras e serviços, por vezes desnecessários, para aumentar sua remuneração. Além disso, como a adoção dos CSM não foi precedida por uma reforma jurídica, os contratos foram acusados de serem contrários ao previsto na Constituição e na Lei de 1958 (Bahen *et al*, 2007). Como ponto positivo, a Pemex ganhou experiência em desenhar, aplicar e supervisionar contratos de E&P comuns na indústria de petróleo internacional, o que abriu o caminho para modelos diferentes do monopólio estatal.

Em 2008, uma reforma introduziu os chamados Contratos Integrais de E&P, tanto para petróleo quanto gás natural, com o objetivo de aumentar a capacidade de execução e investimento em campos maduros, na região de Chicontepec, que tem grande potencial de recursos *onshore* não convencionais, e, posteriormente, em águas profundas (Foss & Wainberg, 2012). Criou-se também um novo órgão regulador, a *Comisión Nacional de Hidrocarburos* (CNH), ligada à Sener, para auxiliá-la na regulação do *upstream*. A reforma incluiu também mudanças dentro da Pemex: novo regime regulatório, maior autonomia fiscal e operacional e mudanças na governança corporativa.

---

<sup>8</sup> A partir da invasão Iraquiana ao Kuwait (Guerra do Golfo), houve uma abrupta elevação do preço do petróleo (140% entre junho e outubro de 1990). Em fevereiro de 1991, os Estados Unidos declararam o cessar fogo e o preço do petróleo retomou os níveis anteriores, próximos de 20 dólares por barril.

Os Contratos Integrais equivalem aos contratos de serviço com risco, em que uma empresa petrolífera fica responsável por toda a exploração e produção de petróleo e é remunerada com uma taxa por barril produzido<sup>9</sup> (Pemex, 2010). Juridicamente, essa reforma foi feita por alterações na Lei Regulamentar do Artigo 27, de 1958, que passou a permitir tal tipo de contrato, e com uma nova Lei da Pemex, entre outras (México, 2008a; México 2008b). Mas a reforma de 2008 não modificou o artigo 27 da Constituição, que proibia explicitamente contratos de E&P em geral, o que gerou críticas acerca de sua inconstitucionalidade.

Com o declínio produtivo do complexo de Cantarell<sup>10</sup>, o México deixou o grupo dos dez maiores produtores de petróleo em 2012, ao qual pertencia desde 1980 (BP, 2016). Em função do declínio dos últimos anos, foram feitas rodadas de licitações dos contratos integrais em 2011 e 2012, para poços maduros *onshore* nas regiões sul e norte e, em 2013, para Chicontepec - ver resultados na Tabela 1.

---

<sup>9</sup> Ver o artigo 82 das referidas *Disposiciones de Contratación* (Pemex, 2010): “*En ningún caso se incluirán cláusulas que garanticen al Proveedor o Contratista la rentabilidad del contrato, ni la obligación de extender al resto de los Proveedores o Contratistas las condiciones de un contrato en particular*”.

<sup>10</sup> Cantarell foi responsável por mais de 60% da produção mexicana e, em 2013, contribuiu com 16% (EIA, 2015).

**Tabela 1: Rodadas de licitação dos Contratos Integrais de E&P****Primeira rodada (2011): Região Sul**

Área contratual	Licitante ganhador	Tarifa contratada (US\$/bbl)	Investimento mínimo inicial (US\$ Milhões)
<b>Magallanes</b>	Petrofac Facilities Mngt. Ltd.	\$5.01	108
<b>Santuario</b>	Petrofac Facilities Mngt. Ltd.	\$5.01	116
<b>Carrizo</b>	Dowell Schlumberger	\$9.40	33

**Segunda rodada (2012): Região Norte**

Área contratual	Licitante ganhador	Tarifa contratada (US\$/bbl)	Investimento mínimo inicial (US\$ Milhões)
<b>Altamira</b>	Cheiron Holdings Limited	\$5.01	33
<b>Pánuco</b>	Petrofac Facilities Mngt. Ltd.	\$7.00	25
<b>Tierra Blanca</b>	Monclova Pirineos Gas - Alfacit del Norte	\$4.12	24
<b>San Andrés</b>	Monclova Pirineos Gas - Alfacit del Norte	\$3.49	24
<b>Arenque</b>	Petrofac México S.A. de C.V.	\$7.90	n.d.

**Terceira rodada (2013): Chicontepec**

Área contratual	Licitante ganhador	Tarifa contratada (US\$/bbl)
<b>Humapa</b>	Halliburton de México	\$0.01
<b>Amatitlán</b>	-	-
<b>Pitepec</b>	-	-
<b>Miahuapan</b>	-	-
<b>Miquetla</b>	Operadora de Campos DWF S.A.	\$0.98
<b>Soledad</b>	Petrolite de México S.A.	\$0.49

Fonte: Elaboração própria a partir de Pemex (2012) e Pemex (2013).

Três das seis áreas de Chicontepec não tiveram interessados (Pemex, 2013). As condições oferecidas não foram capazes de atrair as grandes *majors* para os contratos, apenas empresas menores e empresas de serviços, como Schlumberger e Halliburton.

Com o alcance limitado da reforma de 2008 e a contínua queda na produção de petróleo (ver capítulo 2), uma reforma mais abrangente e audaciosa era necessária. Em agosto de 2013, como parte de um grande pacote de reformas estruturais, o presidente Enrique Peña Nieto apresentou uma proposta de reforma do setor energético ao congresso mexicano, cuja aprovação ocorreu em dezembro do mesmo ano. No que tange o setor de petróleo e gás natural, a reforma dependia de uma Emenda Constitucional, aprovada na mesma época (México, 2013b). A principal modificação na Constituição foi retirar a proibição dos contratos para exploração e produção de petróleo no país. As leis secundárias foram aprovadas em agosto de 2014 a fim de regulamentar as mudanças. Após 75 anos de monopólio estatal, a abertura do setor foi um marco histórico para o país e certamente terá efeitos profundos sobre seu futuro. Ela será discutida em detalhes no capítulo 3 e comparada ao caso brasileiro no capítulo 4.

Antes de avançar na mais recente Reforma, o capítulo 2 destaca a evolução dos principais indicadores da indústria petrolífera mexicana, bem como fornece o panorama do setor.

## 2. Panorama da Indústria de Petróleo no México

A indústria petrolífera desempenha historicamente um papel crucial no México<sup>11</sup>, ainda que o país tenha uma economia relativamente diversificada e seja menos dependente do petróleo do que outros países exportadores.

Entre os anos de 1973 e 1980, houve um forte processo de incorporação de reservas provadas de petróleo no México, cujo total aumentou onze vezes, conforme citado no capítulo 1 (Navarro, 2004). Neste período, foi descoberto o campo gigante de Cantarell, um campo offshore localizado ao sul do Golfo do México, a 70 km da costa da península de Yucatán. Em 1998, houve uma mudança na metodologia de avaliação das reservas para incorporar práticas reconhecidas internacionalmente, que provocou a queda brusca de 55% observada no Gráfico 1. Segundo Breglia (2013), as reservas estavam infladas porque incluíam reservas provadas, prováveis e possíveis e, a partir de 1998, passaram a incluir somente as provadas<sup>12</sup>.

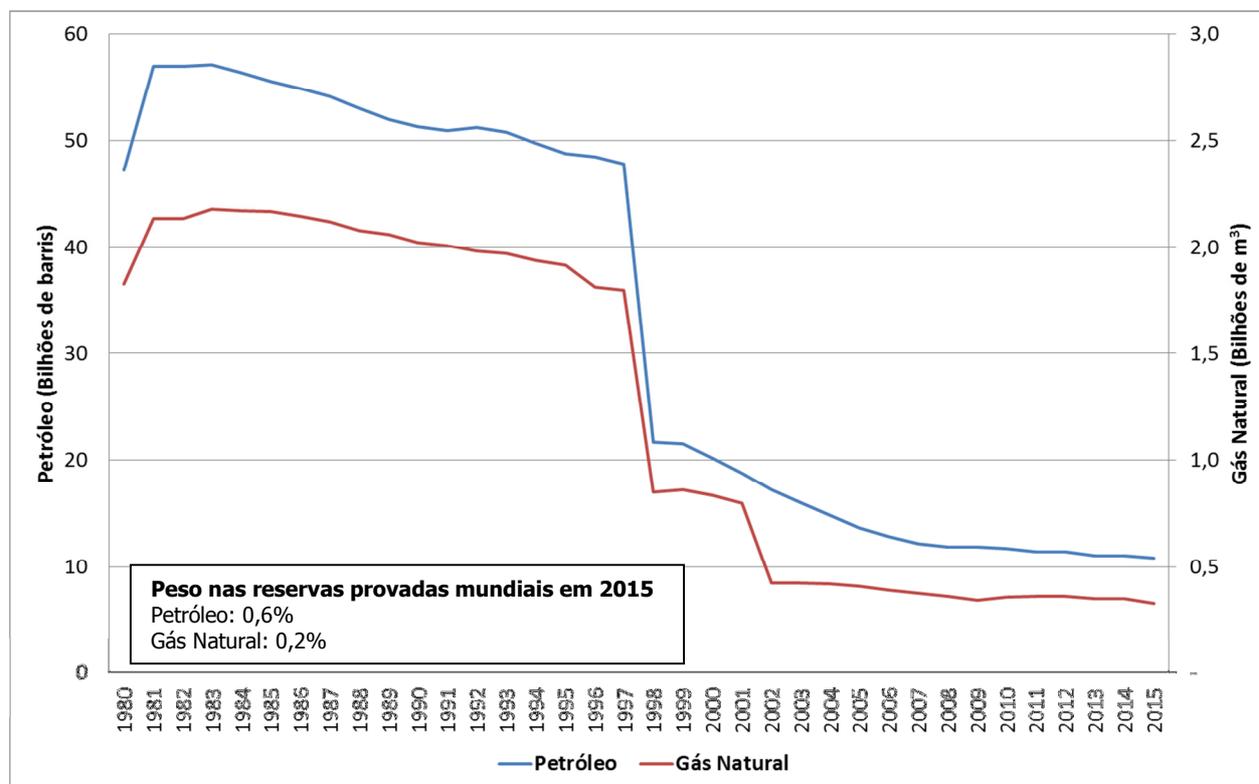
O declínio nas reservas se agravou entre 1999 e 2007, com taxa de decréscimo de 7% em média. Mesmo desconsiderando a mudança metodológica de 1998, as reservas provadas de petróleo tiveram queda média de 2,6 % ao ano, entre 1982 e 2015. Nos últimos anos, no entanto, o México conseguiu reduzir o ritmo de queda das reservas. A relação entre reservas provadas e produção (R/P) em 2015 foi de 11,4 anos. Em relação ao gás natural, as reservas provadas têm seguido uma trajetória similar à das reservas de petróleo.

Em 2015, o México foi o 18º país em reservas provadas de petróleo no mundo, com 10,8 bilhões de barris, e o 36º em reservas provadas de gás natural, com 0,3 bilhão de m<sup>3</sup>. Isso corresponde respectivamente a 0,6% e 0,2% das reservas provadas mundiais de petróleo e gás natural conforme indicado no Gráfico 1 (BP, 2016).

---

<sup>11</sup> Entre 1993 e 2015, o setor petrolífero gerou, em média, 12% das receitas de exportações do país (Banco do México, 2016). Além disso, de acordo com IPT (2009), 30% do orçamento do setor público era proveniente da renda de produção e exploração dos hidrocarbonetos.

<sup>12</sup> Reservas provadas são hidrocarbonetos recuperáveis comercialmente que podem ser extraídos com razoável certeza no futuro próximo. Reservas prováveis têm mais de 50% de chance de serem recuperadas e reservas possíveis têm chance de recuperação maior que 10%.

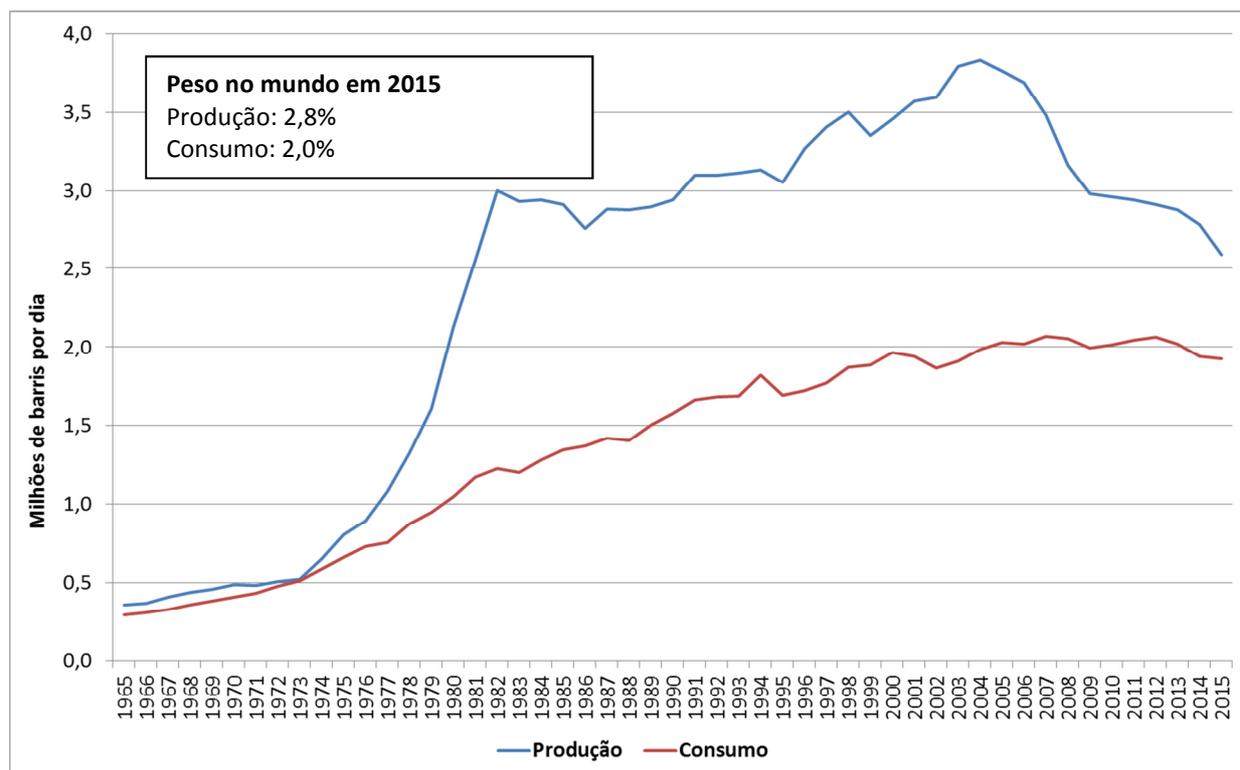
**Gráfico 1: Evolução das reservas provadas de petróleo e gás natural no México**

Fonte: BP (2016).

Nota: A queda de nível em 1998 se deve a uma mudança metodológica, que passou a incluir somente reservas provadas e antes incluía também as prováveis e possíveis (Breglia, 2013).

A incorporação de reservas entre 1975-1982 também permitiu um enorme crescimento da produção no mesmo período: passou de 806 mil barris por dia em 1975 para 3 milhões de barris por dia em 1982, dos quais mais de 1 milhão de barris por dia oriundos de Cantarell (Breglia, 2013). A partir daí, a produção oscilou em torno de uma taxa média de crescimento de 1% ao ano entre 1983 e 2004. Cantarell teve um papel fundamental na produção mexicana de petróleo durante três décadas: contribuiu com 36,7% da produção nos anos 1980, 40,8% nos anos 1990 e 50,4% entre 2000-2010. Em 2000, iniciou-se a injeção de nitrogênio no campo, para manter a pressão e evitar a queda na produção. O campo atingiu seu pico em 2004, produzindo acima de 2 milhões de barris por dia em média. O declínio que se seguiu foi rápido, a uma taxa média de 18% ao ano, até 2011.

O pico de Cantarell significou também o pico na produção de petróleo no México. No entanto, a queda na produção do país foi mais branda, porque as perdas em Cantarell foram parcialmente compensadas por uma maior produção em outros campos *offshore*. O mais importante deles é o complexo Ku-Maloob-Zaap, que superou Cantarell em produção em 2009, passando ao posto de maior produtor. A produção mexicana caiu em média 5%, entre 2005 e 2009, mas reduziu a queda nos últimos anos para 1% ao ano, conforme indicado no gráfico 2.



**Gráfico 2: Evolução da produção e do consumo de petróleo no México**

Fonte: BP (2016).

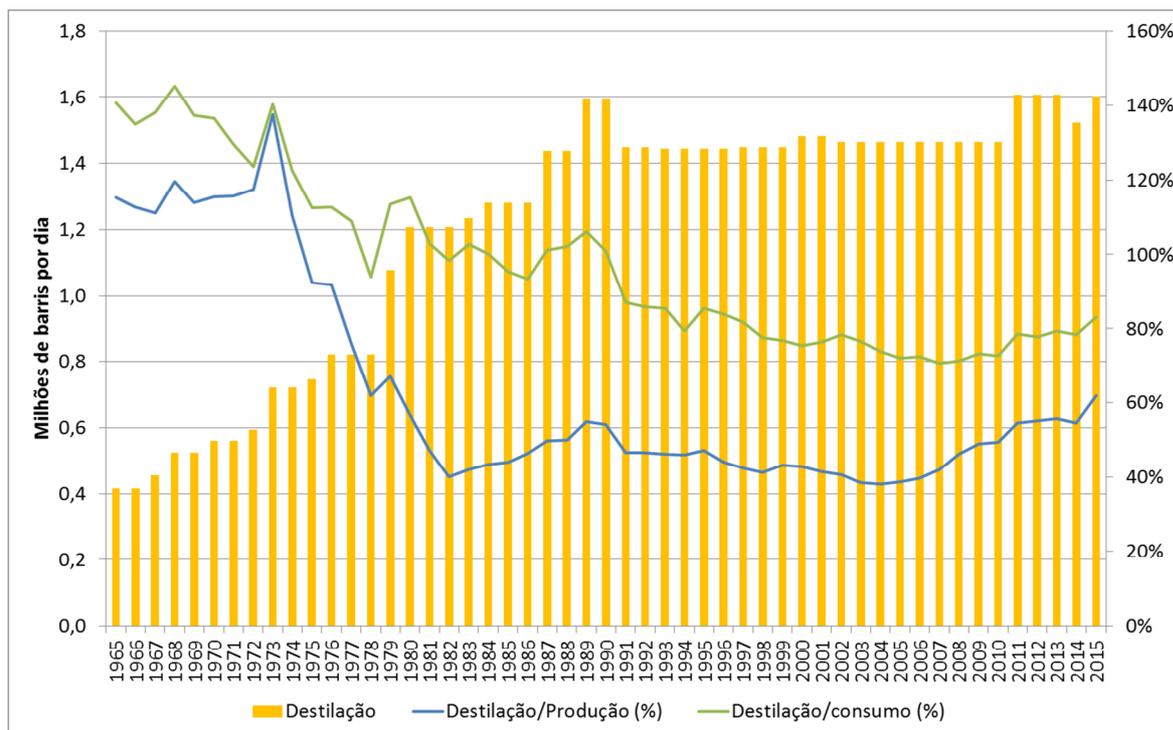
O gráfico 2 também destaca que o consumo de petróleo manteve uma trajetória crescente durante todo o período observado. Sua expansão se acelerou entre 1970 e 1982, fazendo a quantidade consumida triplicar no período (de 412 mil bpd para 1,2 milhão de bpd). A partir daí, o consumo de petróleo seguiu aumentando a taxas decrescentes (em média, 2,2% ao ano entre 1982 e 2005), permanecendo em torno de 2,0 milhões de bpd na última década.

Após ser um importante exportador no início do século XX, o México passou a produzir principalmente para abastecer o mercado interno, exportando quantidades decrescentes até o início da década de 1970 (ver capítulo 1), quando o país praticamente deixou de exportar petróleo. O brusco crescimento da produção nos anos seguintes fez o México voltar à posição de grande exportador líquido, chegando a comercializar externamente 59% da produção em 1982. O avanço do consumo a um ritmo próximo ao da produção produziu um platô na exportação de petróleo, que variou em torno de 1,5 milhão de b/d entre 1982 e 1995. Entre 1995 e 2004, a exportação aumentou 4,3% ao ano. A partir de 2004, com o declínio da produção e o consumo crescente, a exportação de petróleo diminuiu de forma íngreme (3,7% ao ano, em média). A queda nas exportações fez cair a participação do México nas importações americanas de petróleo: de 16% em 2003 para 9% em 2015. Ainda assim, o principal destino das exportações mexicanas de petróleo em 2015 foram os Estados Unidos, com 57%. É importante destacar que, em 2015, as exportações representaram pouco mais de 40% da produção. (BP, 2016)

Segundo o EIA (2015), o México tende a exportar o petróleo mais pesado, produzido principalmente em Cantarell e Ku-Maloob-Zaap, deixando a produção de petróleo leve e extra leve para refino interno. Enquanto a produção de petróleo pesado caiu 46% de 2004 a 2012, a produção de petróleo leve e extra leve ficou estável no mesmo período.

Em termos de refino (medido pela capacidade instalada de destilação), o México veio expandindo sua capacidade até o fim da década de 1980 e, desde então, tem mantido uma capacidade praticamente constante em torno de 1,5 a 1,6 mb/d (Gráfico 3).

**Gráfico 3: Evolução da capacidade de refino (destilação) de petróleo no México**



Fonte: BP (2016).

O país possui seis refinarias controladas e operadas pela Pemex: Cadereyta, Madero, Minititlán, Salamanca, Salina Cruz e Tula. O consumo interno de derivados superou a capacidade de refino, tornando o México um importador líquido de derivados desde o início da década de 1990 e seu principal fornecedor é os Estados Unidos. Por outro lado, o refino tem se mantido em torno de 50% da produção, de modo que o país é principalmente um exportador de petróleo bruto.

Segundo EIA (2015), o México optou por expandir a refinaria de Tula, de modo a reduzir a dependência externa de derivados<sup>13</sup>. Essa seria um dos maiores investimento em refino em trinta anos. Segundo Case (2003), o baixo investimento em refino se deve a três fatores. O primeiro é a exclusividade da Pemex no setor (até a reforma), que já tem seus recursos limitados pelo orçamento federal. O segundo item é o direcionamento do investimento dentro da Pemex para a área de Exploração e Produção, que apresenta margens maiores. O terceiro fator é a dificuldade da Pemex de concluir obras de refino no país dentro do prazo e orçamento estabelecidos. Segundo EIA (2015), o baixo investimento se explica porque o país não tem vantagem competitiva natural para o refino, dada a proximidade com o complexo parque de refino americano, portanto é mais produtivo investir em Exploração e Produção.

<sup>13</sup> O objetivo é elevar a produção de diesel e gasolina de 140 para 300 mil barris por dia.

Em 2011, o custo da importação de derivados (US\$ 29 bilhões) correspondeu a mais da metade dos 55 bilhões de dólares oriundos das receitas de exportação do setor (EIA, 2015). Parte deste resultado se deve à menor produção de petróleo, devido à incapacidade da Pemex investir para ampliar ou até manter sua oferta, conforme indicado no capítulo 1. Soma-se a isso o fato de que grande parte do potencial para exploração de petróleo no México envolve a transposição de barreiras tecnológicas, como a exploração em águas profundas e o *tight oil*. Sob esse ponto de vista, a dificuldade de reposição de reservas e aumento da produção está relacionada à falta de acesso do setor de petróleo mexicano a essas tecnologias e à pouca atuação de empresas estrangeiras no país. Assim, a reforma do marco regulatório deve influir consideravelmente na trajetória futura das reservas de petróleo no México. Neste sentido, o próximo capítulo analisa as características do Marco Regulatório Mexicano, comparando os principais aspectos que mudaram recentemente (pós-reforma) com o período anterior (pré-reforma).

### 3. Características do Marco Regulatório Mexicano

O novo Marco Regulatório Mexicano trouxe novas perspectivas para o setor de petróleo e gás natural do México, com a redução no número de impostos e nas alíquotas que incidem sobre as rendas petrolíferas, o aumento do potencial de lucros advindos das atividades de produção e exploração, e a adoção de termos favoráveis para o setor de modo a atrair os investidores privados, nacionais e estrangeiros, os quais não tinham acesso ao México anteriormente.

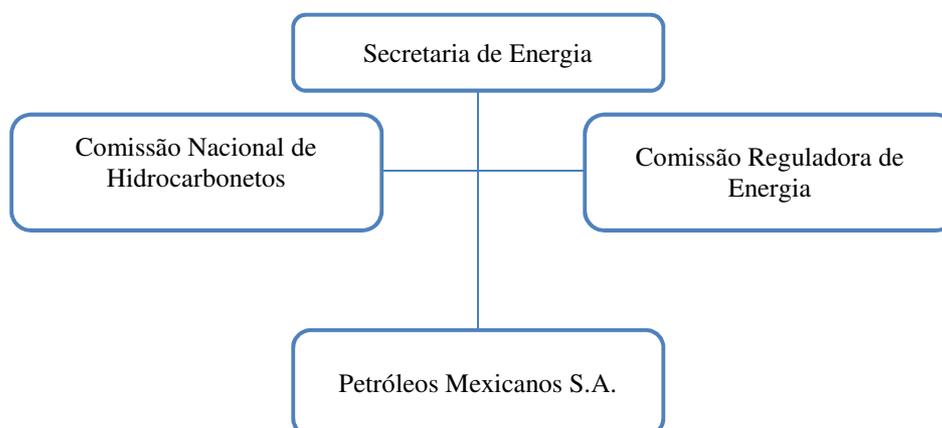
Este capítulo descreve os principais pontos de mudança a partir da reforma: estrutura institucional, regime de regulação e novos contratos, papel da Pemex, tributação, conteúdo nacional, gás natural e petroquímica, *downstream*, política de preço de combustíveis, e fundo soberano e fundo mexicano de petróleo.

#### 3.1. Estrutura institucional

##### 3.1.1. Pré-reforma

Os principais agentes do sistema regulatório para o setor de petróleo e gás natural eram e continuam sendo a *Secretaría de Energia* (Sener), a *Comisión Nacional de Hidrocarburos* (CNH) e a *Comisión Reguladora de Energía* (CRE). Além destes, é importante considerar o papel da Pemex no arranjo institucional da indústria, conforme indicado na Figura 1.

**Figura 1: Arranjo institucional da indústria de petróleo e gás natural no México**



As atribuições destas instituições até a reforma são resumidas a seguir:

- A *Secretaría de Energía* (Sener), equivalente a um Ministério no Brasil, é responsável por estabelecer e conduzir a política energética do país, assim como supervisionar as entidades da administração indireta, como a Pemex. É o regulador do setor e, portanto, o responsável por outorgar autorizações à Pemex para exploração e produção de petróleo e gás natural. (México, 1976)
- A *Comisión Nacional de Hidrocarburos* (CNH), criada em 2008, tem como função principal dar apoio técnico à Secretaria de Energia em relação à regulação do *upstream* de petróleo e gás natural. É equivalente à ANP no Brasil<sup>14</sup>.
- A *Comisión Reguladora de Energía* (CRE), criada em 1995, participa da regulação do *downstream* do setor de petróleo e gás natural, além do setor elétrico. Como a distribuição e venda de derivados é feita diretamente pela Pemex, a CRE se dedica principalmente aos setores de gás natural (*downstream*), GLP e eletricidade.
- A Pemex foi criada em 1938, na ocasião da expropriação das empresas de petróleo estrangeiras, para assumir todos os seus bens em território mexicano e exercer o monopólio sobre toda a cadeia de produção do setor de óleo e gás. Mantém até a Reforma o papel de monopolista 100% estatal do setor.

---

<sup>14</sup> Em setembro de 2016, a ANP assinou um termo de cooperação técnica com a CNH, que prevê o intercâmbio de informações e melhores práticas na regulação do setor petróleo.

### 3.1.2. Pós-reforma

Após a reforma, as instituições do setor energético sofreram alterações, a serem descritas a seguir, e podem ser observadas na Figura 2.

**Figura 2: Órgãos-chave do setor energético mexicano**



Fonte: SHCP *et al* (2014) e México (2014)

Nota: Os órgãos específicos CFE, Cenagás e Cenace referem-se especificamente ao setor elétrico e não fazem parte do escopo desta Nota Técnica.

Com a reforma, os órgãos reguladores CNH e CRE ganham força, deixando de ser apenas órgãos de apoio à Sener. Além disso, foi criado um novo órgão, a Agência Nacional de Segurança Industrial e de Proteção ao Meio Ambiente do Setor de Hidrocarbonetos. O Centro Nacional de Controle de Gás Natural (Cenagás) também foi criado com a Reforma, que será proprietário e operador da rede de gás natural. Anteriormente os dutos pertenciam à Pemex.

- Secretaria de Energia continua responsável por conduzir a política energética do país. No *upstream*, a Sener é responsável por outorgar e modificar as alocações de E&P para a Pemex e outras empresas produtivas do Estado. Ela é responsável por emitir autorizações para as atividades de refino de petróleo, processamento de gás natural e importação e exportação de petróleo, gás natural e derivados.

- À CNH cabe assinar contratos de E&P em nome do Executivo Federal. Emitir a regulação e supervisionar seu cumprimento por parte dos detentores de alocações, contratos e autorizações nas atividades relacionadas ao *upstream*. A CNH deve quantificar o potencial de hidrocarbonetos do país e desenvolver indicadores para avaliar a eficiência dos projetos de E&P no país. Além disso, deve propor à Sener que instrua as empresas produtivas do Estado, como a Pemex, a realizarem ações necessárias para garantir que suas operações não sejam um obstáculo à concorrência, ao desenvolvimento eficiente dos mercados e à política energética.
- CRE é responsável por emitir autorizações para as atividades do *downstream* e por regular os gestores dos sistemas integrados de transporte por dutos para petróleo, gás natural e derivados, autorizando sua criação e expedindo normas de operação.
- Agência Nacional de Segurança Industrial e de Proteção ao Meio Ambiente do Setor de Hidrocarbonetos: É um órgão subordinado à Secretaria de Meio Ambiente e Recursos Naturais, mas com autonomia técnica e de gestão, que regula e supervisiona o setor de hidrocarbonetos no que tange à segurança operacional e ao meio ambiente.
- Fundo Mexicano do Petróleo, criado em 2013, e regulado por legislação secundária, visa receber todas as receitas do petróleo e realizar pagamentos referentes às rendas petrolíferas, sendo assim uma poupança para o futuro (40% permanecem no fundo, só como aplicação) e 60% serão investidos em diversos setores, tais como petróleo e energia renováveis, infraestrutura, previdência social, saúde, educação e mobilidade. Para mais detalhes, ver a seção 3.8.

## 3.2. Regulação do *upstream*

### 3.2.1. Pré-reforma

A base jurídica para a regulação do setor antes da reforma encontrava-se na Constituição (México, 1917) e na Lei Regulamentar do Artigo 27 da Constituição (México, 1958).

A Constituição determina, em seu artigo 27, que o petróleo e todos os hidrocarbonetos sólidos, líquidos ou gasosos, pertencem à Nação. Além disso, a própria constituição já estabelecia o modelo de regulação do setor, ao proibir explicitamente a outorga de concessões e contratos e especificar que a Nação exercesse a atividade de exploração de petróleo e outros hidrocarbonetos. Ou seja, não restava alternativa ao monopólio da empresa estatal no setor.

A Lei Regulamentar de 1958 detalhava o regime de monopólio da empresa estatal e estabelecia que essas atividades fossem executadas através da Petróleos Mexicanos S.A, a Pemex. O regime de monopólio da Pemex abarcava não apenas as atividades do *upstream* – exploração e produção – como também as do *downstream* do setor petróleo – refino, transporte, armazenamento, distribuição e vendas, mas a proibição constitucional às concessões e contratos se restringia à exploração e produção. O processo seguido pela Pemex para executar suas atividades de E&P será descrito na seção 3.3.

Em 2008, houve a tentativa de adaptar o marco vigente através dos contratos integrais, o que, conforme explicado no capítulo 1, não teve grandes resultados e gerou dúvidas acerca de sua constitucionalidade.

### 3.2.2. Pós-reforma

A nova base jurídica para a regulação do setor de petróleo e gás natural é formada pelo Artigo 27 da Constituição (México, 1917), a *Ley de Hidrocarburos* (México, 2014a) que regulamenta o artigo 27 (substituindo a Lei de 1958) e a *Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos* (México, 2014b).

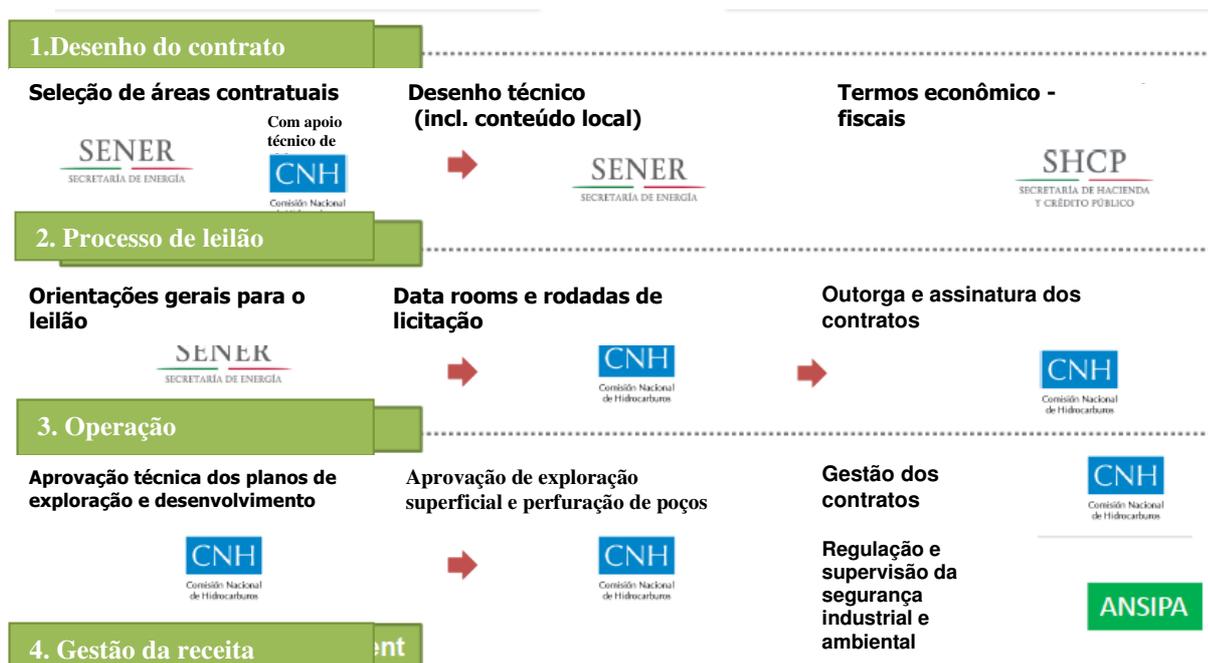
A Emenda Constitucional de 2013 (México, 2013b) retirou a proibição explícita aos contratos para a exploração e produção de petróleo, mantendo apenas o veto às concessões. Segundo a Constituição, a Nação agora tem duas alternativas para explorar o petróleo: a primeira através de Alocações<sup>15</sup> a empresas produtivas do Estado, como a Pemex; a segunda, através de Contratos com empresas privadas ou estatais.

A Lei de Hidrocarbonetos (México, 2014a) e a Lei de Receitas sobre os Hidrocarbonetos (México, 2014b) estabelecem o funcionamento dos diferentes tipos de contratos e das alocações. Entretanto, maiores detalhes do processo de licitação e dos contratos só serão conhecidos na época de cada rodada, com a divulgação das bases da licitação e do modelo de contrato.

A outorga dos contratos se dá através de licitação realizada pela CNH. A Lei define que o tipo de leilão também será definido a cada rodada de licitações, podendo ser ascendente, descendente ou a preços com envelopes fechados, entre outros. A Figura 3 mostra as etapas do processo de licitação e que instituições contribuem para cada etapa.

<sup>15</sup> As Alocações serão tratadas na subseção 3.3.2.

**Figura 3: Processo de licitação**



**O Fundo Mexicano do Petróleo para Estabilização e Desenvolvimento será responsável por pagar os montantes devidos nos contratos e por gerenciar as receitas petrolíferas do Estado**

Fonte: SHCP *et al* (2014)

A Sener define as áreas que serão objeto de leilão e define o desenho técnico dos contratos oferecidos, incluindo as cláusulas de conteúdo local. A SHCP, por sua vez, define os termos econômico-fiscais dos contratos. Em seguida, a Sener define em linhas gerais o processo do leilão, mas é a CNH quem é responsável pelas informações das empresas (*datarooms*), por operacionalizar as rodadas de licitação e por outorgar e assinar os contratos. Na fase de operação, a CNH deve aprovar os planos de exploração e desenvolvimento, e a exploração superficial e perfuração de poços, além de ser responsável pela gestão dos contratos. A gestão da receita será explicada, com a descrição do fundo mexicano, na seção 3.8.

Além das empresas privadas, as estatais também podem assinar contratos, seja de forma individual ou através de consórcios ou *joint ventures* com outras empresas. A seguir, serão descritos os tipos de contratos permitidos após a reforma: licença, partilha de produção, partilha de lucro e contrato de serviços.

### 3.2.2.1. Licença

No contrato de Licença, a empresa contratada terá direito ao petróleo e gás natural produzidos, uma vez extraídos do subsolo. O Estado, por sua vez, recebe as seguintes contrapartidas, que serão depositadas no Fundo Mexicano do Petróleo:

- a. Um bônus de assinatura, a ser determinado a cada contrato e incluído nos termos da licitação - esta contrapartida é exclusiva para contrato de Licença<sup>16</sup>;
- b. A quota contratual para a fase exploratória, que é um valor fixo mensal relativo à parte da área contratual que não se encontra em fase de produção. Os valores abaixo são reajustados pelo Índice de Preços ao Consumidor.
  - Nos primeiros 60 meses de vigência do contrato – 1.150 pesos/km<sup>2</sup> (US\$ 77,73)<sup>17</sup>
  - A partir do 61º mês – 2.750 pesos/km<sup>2</sup> (US\$ 185,87)
- c. Os *royalties*, que são calculados para cada tipo de hidrocarboneto (petróleo, gás natural associado e não-associado, e condensados) segundo a taxa correspondente abaixo.
  - Petróleo:
    - Preço do Petróleo < US\$ 48 /b → Taxa = 7,5%
    - Preço do Petróleo ≥ US\$ 48/b → Taxa = [(0,125 x Preço) + 1,5]%
  - Exemplo:
    - Preço do Petróleo = US\$ 100/b, Taxa = 14%
    - Preço do Petróleo = US\$ 60/b, Taxa = 9%
  - Condensados:
    - Preço dos Condensados < US\$ 60 /b → Taxa = 5%
    - Preço dos Condensados ≥ US\$ 60 /b → Taxa = [(0,125 x Preço) + 2,5]%
  - Gás Natural Associado:
    - Taxa = Preço do Gás Natural/100
  - Gás Natural Não-Associado:
    - Preço do Gás Natural ≤ US\$ 5 /MMBtu → Taxa = 0%
    - Preço do Gás Natural entre US\$ 5,00 /MMBtu e US\$ 5,50/MMBtu →
      - Taxa = [((Preço do Gás – 5) x 60,5) /Preço do Gás]%
    - Preço do Gás Natural > US\$ 5,50/MMBtu → Taxa = Preço do Gás Natural/100

### 3.2.2.2. Partilha de produção

No contrato de partilha de produção, a empresa contratada terá direito à recuperação dos seus custos e também a uma parte do lucro operacional, sendo ambos pagos em hidrocarbonetos, com parte da produção. As contrapartidas para o Estado são:

- a. A quota contratual para a fase exploratória, explicada na subseção 3.2.2.1;
- b. Os *royalties*, nos mesmos valores apresentados na subseção 3.2.2.1;

<sup>16</sup> O bônus de assinatura é prática corrente no mundo, sendo um dos critérios de avaliação da proposta vencedora de leilões. No caso mexicano, o bônus de assinatura se aplica nos contratos de licença (México, 2014a).

<sup>17</sup> À taxa de câmbio de 14,79 pesos mexicanos por dólar, de 15/12/2014, usada em todas as conversões do texto.

- c. Um percentual do lucro operacional, que é onde se dá a “partilha”, entre a empresa contratada e o Estado. O lucro operacional é definido como o valor dos hidrocarbonetos vendidos (receita), subtraídos os custos de produção e o pagamento de *royalties*. O percentual correspondente ao Estado é definido a cada contrato. No primeiro modelo de contrato de partilha disponível da Primeira Rodada<sup>18</sup> (CNH , 2014), o lucro operacional é o principal fator para a escolha do vencedor da licitação, com um peso de 90% do valor final.

A parte da produção que cabe ao Estado será entregue ao comercializador (empresa contratada por licitação pela CNH para prestar serviço de comercialização de hidrocarbonetos), que por sua vez entregará a receita da comercialização ao Fundo Mexicano do Petróleo.

### 3.2.2.3. Partilha de lucro

Os contratos de partilha de lucro são análogos aos de partilha de produção, com a diferença importante que a empresa contratada é remunerada em dinheiro, e não em petróleo e gás natural produzidos. Nesse caso, o contratado entrega toda a produção de petróleo ao comercializador, o qual entrega a receita da venda ao Fundo Mexicano do Petróleo. O Fundo ficará com as contrapartidas do Estado e pagará ao contratado suas contrapartidas em cada período, conforme o contrato.

Como na partilha de produção, a empresa contratada recebe a recuperação dos custos e um percentual do lucro operacional. As contrapartidas para o Estado também são as mesmas:

- A quota contratual para a fase exploratória
- Os *royalties*
- Um percentual do lucro operacional

A Tabela 2 resume as receitas que cabem ao Estado, ou *government take*, de acordo com o modelo de contratação já apresentado.

<sup>18</sup> A Primeira Rodada será descrita na subseção 3.3.2.3.

Tabela 2: Resumo comparativo dos regimes apresentados

	Partilha de produção	Partilha de lucro	Contratos de Licença
<b>Imposto de Renda</b>	X	X	X
<b>Tributação</b>	X	X	X
<b>Royalties básicos</b>	X	X	X
<b>Bônus de assinatura</b>	-	-	X
<b>Pagamentos ao Estado</b>	Participação no lucro em petróleo	Participação no lucro em dinheiro	Royalty adicional
<b>Recuperação do custo</b>	X	X	-

Fonte: SHCP *et al* (2014)

Por fim a próxima subseção analisa o último modelo de contratação inserido na reforma.

#### 3.2.2.4. Contrato de serviços

Nos contratos de serviços, os contratados entregam a totalidade da produção ao Estado e as contrapartidas ao contratado serão pagas sempre em dinheiro e serão estabelecidas em cada contrato. Não se aplicam *royalties*. As contrapartidas ao contratado serão pagas pelo Fundo com recursos da comercialização da produção que derive de cada contrato de serviços.

Algumas características da reforma são comuns aos diferentes contratos. Em primeiro lugar, os contratos e alocações podem ser incluídos nos demonstrativos contábeis<sup>19</sup> das empresas, assim como o lucro esperado nessas operações. Em segundo lugar, os proprietários dos terrenos onde ocorre produção terão direito a receber um percentual da receita, a ser negociado entre as partes, que varia entre 0,5% e 2% (até 3%, no caso de gás natural não-associado). Em terceiro lugar, há medidas para garantir transparência e combate à corrupção, como a publicação obrigatória de todos os contratos e autorizações. E, finalmente, para dar previsibilidade ao setor, a SHCP publicará, nos primeiros 15 dias do ano, um relatório contendo faixas (limite inferior e superior) de valores de termos econômicos que considerará para incluir nas bases da licitação do ano correspondente.

<sup>19</sup> As Alocações, que serão descritas na subseção 3.3.2.1, também podem ser incluídos nos demonstrativos contábeis.

### 3.3. Papel da Pemex, Rodada Zero e Primeira Rodada

#### 3.3.1. Pré-reforma

A Pemex foi criada pelo estado mexicano em 1938 como a empresa estatal de petróleo e gás natural, detendo o monopólio dessa exploração, a partir da desapropriação, nacionalização e estatização de empresas petrolíferas privadas nacionais e estrangeiras, localizadas no território mexicano (ver capítulo 1). Apesar do boicote inicial, movido pelos países de origem das empresas estrangeiras desapropriadas, a Pemex cresceu muito, tornando-se uma das maiores empresas estatais de petróleo do mundo em valor de ativos. Até a reforma, a companhia estava estruturada como uma holding - Petróleos Mexicanos S.A. - com quatro subsidiárias: Exploração e Produção, Refino, Gás Natural e Petroquímica Básica e Petroquímica. É administrada por um conselho composto por quinze membros:

- Seis representantes do Estado, designados pelo Executivo Federal. Em 2013, esses membros eram o Secretário<sup>20</sup> de Energia (Sener), exercendo o cargo de presidente do conselho, o Secretário da Fazenda e Crédito Público (SHCP), o Secretário da Economia, dois subsecretários da Sener e um da SHCP.
- Cinco representantes do Sindicato dos Trabalhadores Petroleiros, membros ativos do mesmo e trabalhadores das refinarias da Pemex.
- Quatro conselheiros profissionais, designados pelo Executivo Federal (incluídos na reforma de 2008), também representantes do Estado.

Para executar as atividades de exploração e produção de petróleo, a Lei Regulamentar de 1958 estabeleceu que a Pemex obter duas licenças da Sener: a Autorização de Exploração Superficial e a Alocação Petrolífera. A Pemex solicitava à Sener uma Autorização de Exploração Superficial, informando a área, os trabalhos geológicos necessários, o valor esperado e o risco geológico. A Sener, considerando a opinião da CNH, outorgava a autorização. A Pemex também precisava solicitar uma Alocação Petrolífera à Sener, onde a companhia apresentava o projeto de exploração e produção que pretendia realizar. A Sener, considerando a opinião da CNH, podia então outorgar a Alocação Petrolífera à Pemex, contendo a identificação da área alocada, os trabalhos a serem realizados e os prazos da Alocação, entre outros. A Sener podia recusar a outorga da Alocação Petrolífera nos casos previstos em lei (Sener, 2009).

<sup>20</sup> O equivalente a Ministro no Brasil.

### 3.3.2. Pós-reforma

Com a reforma, promoveu-se uma modernização da Pemex que objetivou levar a empresa para uma era de maior desenvolvimento e produção, além de ter maior transparência, eficiência e resultados.

Pela Emenda Constitucional ao artigo 25 da constituição (México, 2013b), a Pemex passará a ser uma “empresa produtiva do Estado”, e como tal funcionará para que o Governo Federal tenha o controle exclusivo de áreas estratégicas.

Ser uma “empresa produtiva do Estado” significa que será tratada de forma igual a empresas privadas em termos fiscais e também para adquirir novos contratos após a rodada zero. Além disso, a Pemex estará sujeita às mesmas regras de transparência e publicação de resultados que as empresas que negociam ações na Bolsa de Valores do México, mesmo não tendo capital aberto. Seu conselho de administração também passou por mudanças, ficando com apenas 10 conselheiros, assim constituídos<sup>21</sup>:

- I. O titular da secretaria de Energia, que presidirá e terá voto de qualidade, e o titular da secretaria de Fazenda e Crédito Público;
- II. Três conselheiros do Governo Federal, designados e removidos pelo Executivo Federal;
- III. Quatro conselheiros independentes, igualmente designados pelo Executivo, porém cujos mandatos durarão apenas três anos, podendo ser reeleitos para períodos adicionais, e somente podendo ser removidos por causas específicas e mediante os procedimentos assinalados na própria lei, o que ressalta e garante sua independência técnica. Estes conselheiros exercerão suas funções em tempo parcial e terão o caráter de servidores públicos.
- IV. Um conselheiro designado pelos trabalhadores da Comissão Federal de Eletricidade e suas empresas produtivas subsidiárias.

De acordo com a Nova Lei da Pemex, esta mudança garante, por um lado, manter o atendimento ao artigo 25 da Constituição dos Estados Unidos Mexicanos, que exige que o Governo Federal mantenha a propriedade sobre as empresas produtivas do Estado e, por outro

<sup>21</sup> Na composição do Conselho de Administração, em particular itens II e III, irá se procurar que seja diversificada, de acordo com a preparação, experiência e capacidade de seus integrantes. De acordo com o artigo 14 da referida nova Lei da Pemex, os conselheiros a que se referem os itens II e IV poderão ser servidores públicos federais. Os conselheiros assinalados nos itens II, III e IV poderão desempenhar outros empregos, cargos ou comissões públicos ou privados, salvo aqueles que impliquem um conflito de interesses em termos do Regulamento.

lado, consolidar a profissionalização do Conselho de Administração em um órgão de caráter eminentemente técnico.

Com a nova Lei, a Pemex foi definida como uma empresa produtiva, de propriedade exclusiva do Governo Federal, com personalidade jurídica e patrimônio próprios, e gozando de autonomia técnica, operacional e de gestão.

A Pemex não terá ações negociadas no mercado, mas estará sujeita às mesmas regras de transparência do mercado mexicano de capitais, como a exigência de publicação de dados financeiros. A transparência, o profissionalismo e a busca de eficiência, trazidos para a Pemex pela reforma são importantes dinamizadores para o setor de petróleo.

De acordo com o Artigo 6º da Nova Lei de Hidrocarbonetos, o Estado pode dar, excepcionalmente, à Pemex ou outra estatal alocações para E&P, em vez de contratos. A Sener outorga as alocações, uma das inovações da reforma, após o parecer favorável da CNH, conforme registrado no Artigo 7º da Lei de Hidrocarbonetos.

### **3.3.2.1. Alocações**

A Pemex pode disputar por contratos como outra empresa qualquer nas rodadas de licitações e estará sujeita às mesmas regras e tributação na condução desses contratos. No entanto, ela também pode utilizar as chamadas Alocações (ou *asignaciones*) para exploração e produção de petróleo e gás natural, que são outorgadas diretamente à Pemex ou outra empresa produtiva do Estado, de maneira excepcional.

A palavra Alocação já designava o tipo de modalidade utilizado pela Pemex antes da reforma. Diferente dos contratos, que são outorgados pela CNH, as Alocações são outorgadas pela Sener, após parecer favorável da CNH. Com a reforma, ela ganhou o caráter excepcional e novas regras, assim como um novo regime fiscal.

Assim, as Alocações estão sujeitas a três tributos diretos, que são análogos às contrapartidas dos contratos de partilha, com a diferença que eles são pagos sempre em dinheiro e a Pemex fica com toda a produção de hidrocarbonetos. Além disso, por se tratarem de tributos, eles se destinam ao Orçamento federal e não ao Fundo Mexicano do Petróleo, como é o caso dos contratos.

- a. Direito pelo lucro compartilhado, análogo ao percentual do lucro no contrato de partilha, uma taxa de 65% sobre o lucro, ou seja, o valor dos hidrocarbonetos produzidos, subtraídos os custos dedutíveis.

- b. Direito de Extração de Hidrocarbonetos, análogo aos *royalties*, também é pago mensalmente e segue exatamente a mesma fórmula:
- Petróleo
    - Preço do Petróleo < US\$ 48 /b → Taxa = 7,5%
    - Preço do Petróleo ≥ US\$ 48/b → Taxa = [(0,125 x Preço) + 1,5]%
  - Condensados  
Preço dos Condensados < US\$ 60 /b → Taxa = 5%  
Preço dos Condensados ≥ US\$ 60 /b → Taxa = [(0,125 x Preço) + 2,5]%
- c. Direito de Exploração de Hidrocarbonetos, análogo à Quota Contratual para a Fase Exploratória, que é um valor fixo mensal relativo à parte da área da Alocação que não se encontra em fase de produção:
- Nos primeiros 60 meses de vigência do contrato – 1.150 pesos/km<sup>2</sup> (US\$ 77,73)
  - A partir do 61º mês – 2.750 pesos/km<sup>2</sup> (US\$ 185,87)

A tributação análoga à dos contratos visa aproximar o tratamento dado à Pemex ao dado às outras empresas esperadas para entrar no setor. Para suavizar o impacto sobre o orçamento do país, os tributos incidentes sobre as Alocações serão alterados gradativamente entre 2015 e 2018 até atingirem os valores acima. Além disso, em 2015 a Pemex deixou de ser incluída no orçamento federal e passou a pagar imposto de renda.

A Pemex também pode converter as Alocações em Contratos e nesse caso pode se associar a outras empresas, como uma *joint venture*. A novidade desta reforma é que, ao se associar a outras empresas, a Pemex não poderá escolher seu sócio. A escolha será objeto de um processo de licitação conduzido pela CNH de modo a aumentar a transparência e a competição.

A primeira outorga de Alocações ocorreu na Rodada Zero, cujos resultados serão apresentados na próxima subseção.

### 3.3.2.2. Rodada Zero

A Rodada Zero, ocorrida em setembro de 2014, é uma importante etapa da Reforma Mexicana do Petróleo, na medida em que concedeu à Pemex uma alocação total de 20,6 bilhões de barris equivalentes de petróleo (bep) e cobrindo cerca de 90.000 quilômetros quadrados. Isso forneceu à Pemex 12,45 bilhões de bep em reservas provadas (1P).

O processo de licitação de blocos para alocações seguiu os procedimentos comuns às licitações para contratos. A Sener preparou os dados dos blocos, divulgou as regras para a licitação, e preparou os dados com as informações sísmicas e geológicas. A Pemex analisou os dados, fez suas avaliações econômicas e submeteu seus lances ou *bids*. Do total de lances, a Pemex obteve um total de 169 blocos separados de exploração e produção, cobrindo uma área de

17.010 quilômetros quadrados, que representam cerca de 83% das reservas prováveis e possíveis (2P) do país.

Como resultado da Rodada Zero, a Pemex recebeu a dotação de um portfólio diversificado, conforme mostra a Tabela 3.

**Tabela 3: Reservas e recursos potenciais concedidos à Pemex**

Tipo	Volume (milhões bep)	Porcentagem Concedida	Porcentagem Total	Superfície (acres)	Superfície (Km <sup>2</sup> )	Reservas / Produção
<b>Reservas (2P)</b>	<b>20.589</b>	<b>100%</b>	<b>83%</b>	<b>4.203.262</b>	<b>17.010</b>	<b>15,5</b>
<b>Recursos Potenciais</b>	<b>23.447</b>	<b>67%</b>	<b>21%</b>	<b>18.013.240</b>	<b>72.897</b>	<b>5</b>
Convencional	18.222	70,9%		15.935.578	64.489	
Não Convencional	5.225	58,8%		2.077.662	8.408	
<b>TOTAL</b>	<b>44.036</b>			<b>22.216.502</b>	<b>89.907</b>	<b>20,5</b>

Fonte: SHCP *et al* (2014)

Após a Rodada Zero, a Primeira Rodada de licitação de blocos para companhias privadas, com acesso a 60 campos, cobrindo 3,78 bilhões bep de reservas provadas, será descrita na seção 3.3.2.3.

### 3.3.2.3. Primeira Rodada

Está em curso a Primeira Rodada de licitações de blocos, incluindo contratos de partilha e licença, e a resposta dos investidores e petrolíferas interessadas nos blocos mexicanos indicará o grau de sucesso da reforma energética e da companhia Pemex.

A Primeira Rodada foi dividida nas quatro fases/leilões elencadas: i) águas rasas para exploração; ii) águas rasas com reservas provadas; iii) campos maduros em terra; e iv) águas profundas no Golfo do México. As duas primeiras fases oferecem contratos de partilha de produção e duas últimas, de licença (CNH, 2016).

A primeira fase, de exploração em águas rasas, teve 14 blocos oferecidos e apenas dois blocos arrematados (por uma *joint venture* entre empresas do México, Estados Unidos e Reino Unido). Na segunda, de águas rasas com reservas provadas, foram ofertados cinco blocos e três foram arrematados, todos por empresas internacionais - Itália, Estados Unidos e Argentina. Já o terceiro leilão, de campos maduros em terra, teve como resultado 25 blocos arrematados. Esse resultado ocorreu em ambiente de preços muito inferiores à média dos últimos quatro anos, o que está conduzindo as empresas do setor a cortar novos projetos e até realizar venda de

ativos. Neste sentido, destaca-se a ausência das *majors* internacionais e o protagonismo das empresas independentes mexicanas. É relevante ressaltar que a reforma no México foi planejada e anunciada em um contexto de preços do petróleo oscilando entre US\$ 100 e 120 por barril, no final de 2013. Com a reforma sendo lançada em um patamar de elevados preços do petróleo, investir no México e suas elevadas reservas de petróleo (especialmente no *tight* e em águas profundas) era uma questão sem discussão para as IOCs. No entanto, sua adoção ocorre em um contexto onde os preços do petróleo se apresentam em processo de declínio, tendo recuado mais 70% desde a segunda metade de 2014 até o início de 2016<sup>22</sup>, quando o México anunciou que a última fase da Primeira Rodada (águas profundas) deve ser efetivada em dezembro de 2016<sup>23</sup>.

Caso a média de preços do petróleo se estabilize em torno de US\$ 30 por barril, as alternativas de investimento no México se tornam muito menos atrativas do que eram com o cenário do petróleo a US\$ 100 por barril. Nessa conjuntura, é altamente provável que investidores internacionais prefiram adiar seus projetos de investimentos no país.

Como o mercado futuro apresenta estrutura de *contango*, isto é, preços para contratos futuros mais altos do que para o curto prazo, isso pode indicar um aumento de preços no mercado *spot*. Se isso ocorrer, é possível que as aspirações da Pemex venham a se realizar num futuro um pouco mais longo do que aquele traçado, e numa velocidade possivelmente menor do que a divulgada. O teor dos impactos, entretanto, permanece como muito positivo, trazendo mais capital e investimentos para o país, estimulando a produção e dinamizando a economia mexicana como um todo. Em termos de preço, especificamente, a maior oferta contribuirá para reduzir os preços do petróleo, mas acredita-se que esse cenário só ocorrerá em um contexto onde demanda e oferta de petróleo irão se equilibrar em níveis mais altos de preços. Para os *players* no mercado americano e mundial, a reforma trará mais oportunidades de investimento e ganhos, maior competição e possibilidades de evoluir a tecnologia de petróleo, seja para águas profundas, seja para o *tight*.

---

<sup>22</sup> No final de fevereiro, os preços do barril tipo Brent eram negociados em torno de US\$ 30. Essa mudança tão drástica dos preços do petróleo implica uma alteração significativa de cenários e pode afetar sobremaneira o sucesso a ser obtido por esta Reforma, pelo menos no curto e médio prazos.

<sup>23</sup> A Petrobras está entre as empresas pré-qualificadas para participar da licitação, além de outros importantes *players*, tais como BP, Chevron, Exxon, Shell, Statoil e Total, e outras empresas.

Lajous (2014) afirma que o governo mexicano estava preocupado com o potencial efeito da baixa de preços de 2014 no sucesso da Primeira Rodada de licitações<sup>24</sup>. No entanto, a abertura ao investimento privado deve ser considerada estratégia de longo prazo e, portanto, protegido de políticas ou conveniências econômicas de curto prazo (Lajous, 2014).

Um outro aspecto da abertura no México é a oportunidade de novos negócios que se abrem para o setor de petróleo, especialmente para as empresas operadoras, prestadoras de serviços, e fornecedoras de equipamentos de países como os Estados Unidos, vizinho do México, e com sua economia em franca expansão.

Finalmente, é importante destacar que todos os vencedores de leilões estão sujeitos ao pagamento das participações governamentais, descritas na seção 3.2, e dos tributos descritos a seguir.

### 3.4. Tributação

#### 3.4.1. Pré-reforma

Em relação ao regime fiscal, no período da pré-reforma incidiam doze diferentes tributos<sup>25</sup>. Sobre a Pemex, com a finalidade de apropriação de parte da renda petrolífera para financiar o Estado Mexicano. A pesada carga tributária imposta à Pemex, quando comparada a outras empresas estatais, é apontada como o principal fator que limitava sua capacidade de investimento (BNDES, 2009). Os principais tributos em termos de alíquota daquela época estão relacionados abaixo<sup>26</sup>:

- Direito ordinário sobre hidrocarbonetos: alíquota de 71,5% sobre a diferença entre o valor do petróleo e gás natural extraídos e as deduções de custos autorizadas por lei.

<sup>24</sup> Lajous (2014) também destaca que, apesar dos preços baixos, a receita do governo mexicano advinda do petróleo estava parcialmente assegurada através de um dos maiores programas de *hedge* do mundo. Contudo, a combinação de preços baixos e produção decrescente em 2016 deve afetar a receita governamental.

<sup>25</sup> Segundo México (2012), a lista de tributos a seguir incidia sobre o setor antes da reforma: Direito ordinário sobre hidrocarbonetos, Direito sobre hidrocarbonetos para o fundo de estabilização, Direito extraordinário sobre a exportação de petróleo bruto, Direito para a Pesquisa Científica e Tecnológica em Matéria de Energia, Direito para a fiscalização petroleira, Direito para regular e supervisionar a exploração e produção de hidrocarbonetos, Direito Único sobre hidrocarbonetos, Direito especial sobre hidrocarbonetos (para Chicontepec e águas profundas), Direito adicional sobre hidrocarbonetos (para Chicontepec e águas profundas), Imposto Especial sobre Produção e Serviços, Imposto sobre Valor Agregado, Imposto sobre os Rendimentos Petrolíferos.

<sup>26</sup> Para uma lista completa dos tributos pagos pela Pemex ao Estado Mexicano, ver a Tabela 5.

- Direito sobre hidrocarbonetos para o fundo de estabilização: a alíquota varia de 1% a 10%, em função do preço da cesta mexicana de petróleo para exportação e se aplicava sobre a produção de petróleo extraída, sempre que o preço excedia 22 dólares por barril. Com o preço acima de 31 dólares, a alíquota era de 10%. A arrecadação se destinava ao Fundo de Estabilização das Receitas Petrolíferas, que será descrito na seção 3.8.

As contribuições da Pemex para o governo foram em média entre 30% e 40% da receita governamental no setor petróleo, segundo uma análise dos dados da SHCP (2014).

### 3.4.2. Pós-reforma

A Lei de Receitas sobre Hidrocarbonetos (México, 2014b) estabelece o regime fiscal adotado após a reforma. A principal vantagem do novo regime fiscal é a simplificação, já que o número de tributos sobre o setor é reduzido, especialmente o regime incidente sobre a Pemex.

As contrapartidas dos contratos, como *royalties* e bônus de assinatura, e os tributos incidentes sobre as alocações, já foram expostos neste capítulo. Em vez de imposto de renda mais 11 tributos adicionais, a nova Lei de hidrocarbonetos no México segue práticas internacionais e estabelece o imposto de renda e mais dois impostos adicionais.

- a. Alíquota de 0% no Imposto sobre Valor Adicionado (IVA) nas atividades de Exploração e Produção de hidrocarbonetos;
- b. Criação de um imposto específico para o setor, o Imposto pela Atividade de Exploração e Extração de Hidrocarbonetos, calculado mensalmente de acordo com as quotas (reajustadas anualmente):
  - 1.500 pesos/km<sup>2</sup> (US\$ 101,42) durante a fase de exploração;
  - 6.000 pesos/km<sup>2</sup> (US\$ 405,68) durante a fase de extração.
- c. No cálculo do Imposto de Renda de Pessoa Jurídica, se aplicam taxas de dedução mais favoráveis para algumas atividades:
  - 100% dos investimentos em exploração, recuperação secundária e avançada;
  - 25% dos investimentos para o desenvolvimento e exploração de jazimentos de petróleo e gás natural;
  - 10% dos investimentos em infraestrutura de armazenamento e transporte, como oleodutos, gasodutos e terminais, necessária para a execução do contrato.

Outros tributos também se aplicam às concessões, e contratos com a Pemex, tais como:

- Imposto sobre compartilhamento de lucros – 65% do preço de petróleo *spot*.
- Impostos sobre extração de hidrocarbonetos são baseados numa escala móvel, dependendo do preço internacional dos hidrocarbonetos. A lei especifica um imposto mensal de US\$ 450 / km<sup>2</sup> <sup>27</sup>.
- Impostos sobre a exploração de hidrocarbonetos, conhecidos como taxas de aluguel de superfícies, são reduzidos de US\$ 110,00/km<sup>2</sup>, de modo a incentivar companhias a preencher seus projetos de exploração dentro do cronograma especificado.
- O imposto de renda corporativo continuará a ser cobrado de todos os investidores, inclusive a Pemex, com a mesma alíquota de 30% e o pagamento feito ao Ministério da Fazenda (Negroponte, 2014).
- As deduções de custos receberam um teto equivalente a US\$ 6,50 para cada barril de petróleo produzido. No caso das concessões, o teto passa para 12,5% da receita de petróleo de projetos em terra e águas rasas. O teto de 60% de receita de petróleo existe para a produção de águas profundas e para Chicontepec com suas dificuldades geológicas. Um limite de 80% para a receita de gás natural e condensados também se aplica.

A tabela 5 elenca os tributos e sintetiza as mudanças decorrentes da reforma.

**Tabela 4: Mudança de tributos no pré e pós-reforma**

Nome do tributo	Pré-reforma	Pós-reforma
Direito ordinário sobre hidrocarbonetos // <b>NOVO NOME: "Direito sobre a Utilidade Compartilhada"</b>	71,5% sobre a diferença entre o valor do petróleo e gás natural extraídos e as deduções de custos autorizadas por lei.	65% sobre a diferença entre o valor do petróleo e gás natural extraídos e as deduções de custos autorizadas por lei <sup>28</sup>
Direito sobre hidrocarbonetos para o fundo de estabilização // <b>NOVO NOME: "Direito sobre a Extração de Hidrocarbonetos"</b>	De 1% a 10%, em função do preço da cesta mexicana de petróleo para exportação e se aplica sobre a produção de petróleo extraída, sempre que o preço exceder 22 dólares por barril. Com o preço acima de 31 dólares, a alíquota é de 10%.	O contribuinte estará obrigado a pagar mensalmente o imposto de extração de hidrocarbonetos, aplicando a taxa que corresponde aos itens I a III do artigo 44 da Lei de Hidrocarbonetos ao volume produzido no mês. (7,5% se o preço do petróleo for inferior a US 48,00/bbl e [ (0,125 x preço do Petróleo) + 1,5 ] % se preço superior a US\$ 48,00/bbl
Direito extraordinário sobre a exportação de petróleo bruto	13,1% sobre a diferença entre o valor realizado e o valor previsto no orçamento das exportações de petróleo bruto. Esse direito é creditável contra o direito sobre hidrocarbonetos para o fundo de estabilização e se destina ao Fundo de	

<sup>27</sup> Para mais detalhes, ver artigo 55 da *Ley de ingresos sobre hidrocarburos* (México, 2014b).

<sup>28</sup> O artigo 40 da nova Lei de Receitas de Hidrocarbonetos estabelece a base do valor do tributo sobre a utilidade compartilhada, da qual serão deduzidos os limites máximos de atividades de exploração, produção e investimento.

Nome do tributo	Pré-reforma	Pós-reforma
	Estabilização das Receitas das Entidades Federais.	
Direito para a Pesquisa Científica e Tecnológica em Matéria de Energia	0,65% sobre o valor da produção de petróleo e gás natural extraídos no ano	
Direito para a fiscalização petroleira	0,003% sobre o valor da produção total de petróleo bruto e gás natural extraída no ano	
Direito para regular e supervisionar a exploração e produção de hidrocarbonetos// <b>NOVO NOME: "Direito sobre a Exploração de Hidrocarbonetos" (somente para as concessões)</b>	0,3% sobre o valor do petróleo e gás natural extraídos no ano.	O contribuinte estará obrigado ao pagamento mensal do imposto de exploração de hidrocarbonetos de acordo com as seguintes regras: - Durante os primeiros 60 meses de vigência da concessão: aplica-se 1,150 pesos por quilômetro quadrado; - A partir do mês 61 de vigência da Concessão em diante: aplica-se 2,750 pesos por quilômetro quadrado.
Direito único sobre hidrocarbonetos	Entre 37% e 57%, de acordo com o preço da cesta de petróleo mexicano exportado.	
Direito sobre a extração de hidrocarbonetos	15% sobre o valor anual de petróleo e gás natural extraídos. Aplica-se apenas aos campos marginais, ao petróleo de águas profundas e do Paleocanal de Chicontepec.	
Direito especial sobre hidrocarbonetos pela extração de cada um dos campos no Paleocanal de Chicontepec e dos campos em águas profunda	30% sobre a diferença entre o valor anual de petróleo e gás natural extraídos e as deduções de custos permitidas. Quando a produção acumulada atinge 240 milhões de barris, a alíquota passa a ser 36%.	
Direito adicional sobre hidrocarbonetos pela extração de petróleo bruto e gás natural dos campos do Paleocanal de Chicontepec e dos campos em águas profundas	Caso o preço do petróleo extraído dos campos for maior que US\$60 por barril, aplica-se uma alíquota de 52% sobre essa diferença, variável k multiplicada pelo volume produzido.	
Imposto Especial sobre Produção e Serviços	Taxa de arrecadação varia mensalmente, de acordo com um procedimento previsto em lei e se aplica à produção e à venda ou importação de gasolina e diesel.	
Imposto sobre Valor Agregado		Atribuído 0% sobre as atividades de exploração e produção de petróleo.
Imposto sobre os Rendimentos Petrolíferos	Pemex e seus organismos subsidiários, exceto a Pemex Exploração e Produção, pagam 30% sobre o rendimento líquido do exercício.	

Fonte: México (2013a), México (2013c), México (2014a) e México (2014b).

O novo regime fiscal será introduzido de maneira gradual, sendo aplicável a todos os novos projetos e existindo a opção de migrar os projetos já existentes. Para tanto, esta medida não terá um efeito sobre as receitas públicas durante 2014, o ano da migração. O novo regime permitirá à Pemex receber um tratamento equivalente ao de qualquer outra empresa, o que incrementará suas receitas líquidas de impostos.

Para a Pemex, isto aumenta expressivamente as suas deduções permitidas e a capacita a competir com as IOCs (*International Oil Companies*) numa mesma base<sup>29</sup>. Como consequência das mudanças deste regime fiscal, a Pemex estima pagar 36% menos em tributos e *royalties* a cada ano. O passivo fiscal da Pemex deverá se reduzir de cerca de US\$ 5,2 bilhões em 2012 para cerca de US\$ 1,896 bilhão a cada ano nos próximos 5 anos a partir de 2015. Isto possibilita à companhia estatal de petróleo investir em campos previamente considerados menos lucrativos devido à falta de tecnologia, assim como fornecer treinamento aos engenheiros de petróleo, adquirir equipamentos e desenvolver novos campos, o que deve aumentar sua produção petrolífera. (Negroponte, 2014)

Em tese, nos próximos 5 anos as leis secundárias estabelecem que a Pemex contribuirá para o Ministério da Fazenda com menos de 11% dos tributos, frente a sua elevada média anterior de 69% da renda total. No papel, os tributos da Pemex foram reduzidos, mas nas leis reformadas, o Ministério da Fazenda retém o direito de ajustá-los para assegurar receita suficiente para os gastos públicos<sup>30</sup>. Portanto, apesar de argumentos de que a Pemex será tratada como uma companhia produtiva, competitiva e autônoma, o governo detém o poder para recorrer aos lucros da companhia estatal para propósitos nacionais. Isto poderá restringir severamente os planos de investimento de longo prazo da Pemex (Negroponte, 2014).

A reforma aprovada pelo Congresso estimou em 4,7% do PIB o montante de recursos que representou a renda petrolífera em 2013. Em 2014, estimou-se uma cobrança de impostos em US\$ 785 bilhões. Este montante vem caindo de US\$ 923 bilhões em 2012 a US\$ 862 bilhões em 2013, segundo as estatísticas de finanças públicas da Secretaria de Fazenda. Estas somas representaram entre 6,0% do PIB em 2012 e 5,4% em 2013. (SHCP, 2014)

Outra importante mudança decorrente da reforma se refere ao conteúdo nacional, descrito na seção 3.5.

<sup>29</sup> Pemex ainda está preocupada acreditando que permanece em desvantagem para competir com empresas de petróleo privadas, devido à elevada tributação que recaía sobre ela e não sobre empresas privadas (Negroponte, 2014).

<sup>30</sup> Para mais detalhes, ver *Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal de 2014* (Mexico, 2013c).

### 3.5. Conteúdo nacional

#### 3.5.1. Pré-reforma

Em matéria de política de conteúdo nacional, as primeiras iniciativas no México ocorreram em 2008, não havendo uma política estabelecida anteriormente. A Pemex realizou um diagnóstico do conteúdo nacional em 2009, com resultado de 35,1%<sup>31</sup> (Pemex, 2009). Também foi a estatal que estabeleceu que o aumento de 25% se daria em dez anos, chegando a uma meta final de 43,9% de conteúdo nacional em 2019. Além disso, fixou-se um mínimo de 10% de conteúdo nacional para contratos *turnkey*<sup>32</sup> a serem assinados a partir de 2009. Ademais, a Lei de Petróleos Mexicanos de 2008 estabeleceu que os Contratos Integrais de E&P também poderiam especificar um grau mínimo de conteúdo nacional e que este poderia ser um dos critérios de escolha nas licitações de contratos.

#### 3.5.2. Pós-reforma

A legislação pós-reforma (México, 2014a) estabelece que as atividades de E&P no país, tanto feitas por meio de contratos quanto de alocações, devem alcançar pelo menos 35% de conteúdo nacional no seu conjunto em média. Essa meta exclui o E&P em águas profundas e ultraprofundas. O percentual é igual ao já existente antes da reforma, segundo o diagnóstico realizado pela Pemex, citado acima e será adotado gradualmente, começando com 25% em 2015 e aumentando até 35% em 2025. Posteriormente, será revisado a cada cinco anos.

Cada contrato e alocação terá também percentuais individuais, ainda não estabelecidos, assim como prazos e etapas de cumprimento. No caso dos contratos, a meta de conteúdo nacional será incluída na base do processo de licitação.

A Sener será responsável por estabelecer a metodologia para medir o conteúdo nacional e verificar seu cumprimento. A metodologia deve incluir, entre outros: bens e serviços contratados, mão de obra nacional, capacitação de mão de obra, investimento em infraestrutura física local e regional e transferência de tecnologia.

<sup>31</sup> O resultado final foi calculado pela média ponderada do conteúdo nacional de bens (18,6%), serviços (22,6%) e obras públicas (52%), ponderada pelo valor gasto com cada categoria entre 2006 e 2008.

<sup>32</sup> Contrato *turnkey* é aquele sob o qual a empresa contratada executa todo o projeto e o entrega em estado plenamente operacional ao cliente, que só precisa ligar para colocá-lo em funcionamento.

Assim como o resto da reforma, a política de conteúdo nacional adotada é marcada pela flexibilidade, de modo a se adaptar às diferentes condições de E&P que o país oferece. Maiores detalhes serão conhecidos apenas com a publicação dos regulamentos pertinentes e dos contratos oferecidos a cada rodada.

A seguir, serão explicados os principais aspectos pré e pós-reforma sobre gás natural, petroquímica e refino.

### 3.6. Gás natural, petroquímica e refino

#### 3.6.1. Pré-reforma

Em relação à regulação do gás natural, o regime de monopólio da Pemex abrangia o *upstream*: exploração, produção e venda no atacado. A exceção foram os Contratos de Serviços Múltiplos, contratos de serviço com risco adotados entre 2004 e 2007, tratados no capítulo 1. Já as atividades do *downstream* do gás natural - transporte, armazenamento e distribuição, incluindo a construção, operação e propriedade de dutos - já haviam sido liberalizadas em 1995 e podiam ser exercidas por empresas privadas, mediante uma autorização da Sener. A regulação dessas atividades era responsabilidade da Sener, que determinava, entre outros, os termos e condições para acesso de terceiros aos gasodutos e os preços e tarifas cobrados pelos serviços de transporte, distribuição e armazenamento. (México, 1917) (México, 1958)

A petroquímica era, a princípio, inteiramente incluída entre as atividades com monopólio direto da Pemex (México, 1958). Em 1996, foi dividida entre petroquímica básica e não básica, sendo a básica mantida sob monopólio da estatal e a não básica liberalizada para investimento privado, sob regulação da CRE (Fernandes & Silveira, 2009).

O refino de petróleo, por sua vez, estava incluído no monopólio do Estado através da Pemex até a reforma (México, 1958).

#### 3.6.2. Pós-reforma

O gás natural, no que tange o *upstream*, está incluído na nova regulação descrita acima. Sua exploração e produção são objetos dos mesmos tipos de contratos e alocações, mas com um cálculo específico de *royalties* (conforme consta na subseção 3.2.2.).

Em relação ao *downstream* do gás natural, a reforma aprofundou a liberalização do setor (1995) com a criação do Centro Nacional de Controle de Gás Natural – Cenagás – que será proprietário e operador da rede de gás natural, conforme anteriormente assinalado na seção 3.1.1. Esse modelo escolhido vai muito além das regras de acesso a terceiros, adotadas em 1995, que manteve a propriedade e operação da maioria dos dutos com a Pemex. A reforma atual estabelece que o sistema será operado de forma centralizada por um operador independente. E, além disso, que toda a infraestrutura de transporte e armazenamento da Pemex – gasodutos, equipamentos de liquefação e regaseificação, compressão e descompressão - será transferida ao operador, assim como os contratos de reserva de capacidade. O modelo visa equilibrar o mercado, conciliando a liberalização e a entrada de novas empresas, com a manutenção da empresa estatal de posição histórica dominante.

Em relação à indústria petroquímica, a reforma retirou do artigo 28 da constituição a petroquímica básica como atividade exclusiva do Estado. O transporte, comercialização e venda ao público de petroquímicos podem ser desenvolvidos por empresas mediante uma autorização da CRE (México, 2014a).

O refino deixa de ser monopólio da Pemex e pode ser desenvolvido por outras empresas mediante uma autorização da Sener, sendo esta necessária inclusive para a Pemex (México, 2014a). A reforma, contudo, seguiu afetando o *downstream* de petróleo e a política de preços dos combustíveis, como descrito na próxima subseção.

### **3.7. *Downstream* e política de preço de combustíveis**

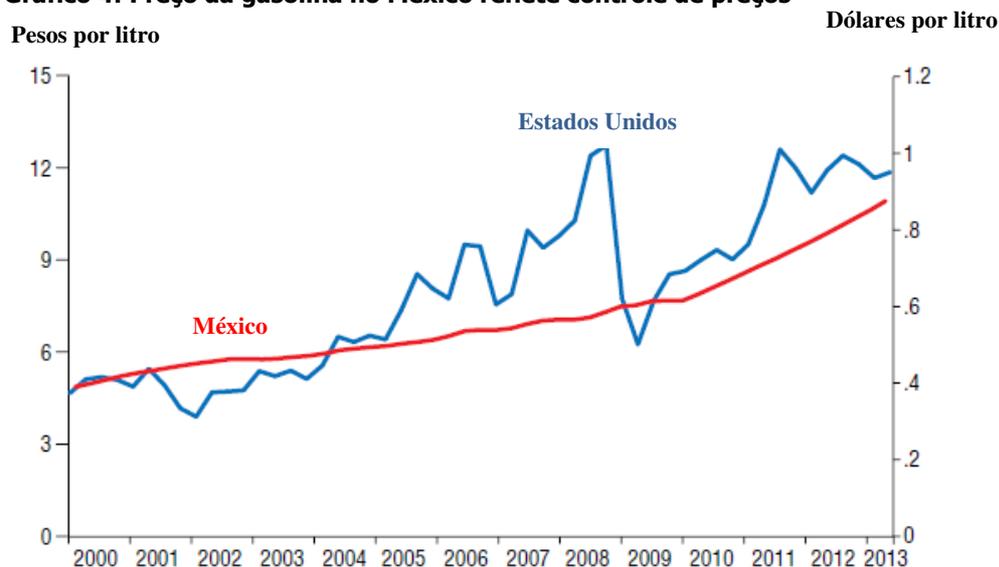
#### **3.7.1. Pré-reforma**

No *downstream* do petróleo, a Pemex também detinha o monopólio das seguintes atividades: transporte, armazenamento, distribuição e venda de derivados de petróleo. Mas, diferente da exploração e produção, ela estava autorizada a executá-las através de contratos com empresas privadas (México, 1958). Na revenda de combustíveis, a Pemex era a única distribuidora e operava um sistema de franquias com proprietários privados dos postos (Petrol Plaza, 2014).

Os preços dos combustíveis ao consumidor final são fixados pelo governo e sofrem reajustes mensais estabelecidos pela Secretaria de Fazenda e Crédito Público. Existe uma fórmula que leva em conta o custo do petróleo e de distribuição, o câmbio e tributos, mas não há obrigatoriedade de o governo segui-la ao estabelecer o preço. (Plante & Jordan, 2013)

Segundo Plante & Jordan (2013), o México gastou mais de US\$ 15 bilhões em 2011, ou quase 1,5% do seu PIB com subsídios a combustíveis - gasolina, diesel, GLP e outros. O Gráfico 4 mostra a evolução do preço da gasolina no México comparado ao preço nos Estados Unidos entre 2000 e 2013, deixando claro o controle de preços.

**Gráfico 4: Preço da gasolina no México reflete controle de preços**



Fonte: Plante & Jordan (2013).

### 3.7.2. Pós reforma

A partir da reforma, as atividades do *downstream* foram abertas a outras empresas, tanto públicas quanto privadas, além da Pemex. Essas atividades, que incluem refino, transporte, distribuição e comercialização de hidrocarbonetos, serão desempenhadas mediante uma autorização da CRE.

As atividades de refino de petróleo, processamento de gás natural e importação e exportação de hidrocarbonetos serão reguladas e supervisionadas pela Sener. As atividades de transporte e armazenamento, distribuição e venda ao público de gás natural e derivados de petróleo serão reguladas pela própria CRE. A legislação também prevê que toda a infraestrutura de transporte, armazenamento e distribuição de derivados estará sujeita a regras de livre acesso, a serem criadas pela CRE. (México, 2014a)

A abertura do setor será acompanhada pela liberalização dos preços de combustíveis. Ambos se darão de forma gradual entre 2015 e 2018. As permissões para comercialização de combustíveis serão outorgadas a outras empresas a partir de 2016 e para importação, a partir de 2017. Além disso, a partir de 2017, a Pemex terá que adequar seus contratos de

fornecimento às novas condições de mercado competitivo. Uma das medidas é que não poderá haver condicionamento do fornecimento de combustíveis à celebração de contratos de franquia, como era seu modelo anterior.

Os preços da gasolina e do diesel deixaram de ser reajustados mensalmente no final de 2014. A partir de 2015 e até o final de 2017, o governo deve fixar apenas preços máximos, que levarão em conta a inflação esperada. A partir de 2018, os preços serão determinados pelo mercado. Segundo Sen & Upadhyaya (2014), essa política de “congelamento” de preços até 2018 pode ter objetivo de evitar uma escalada antes das eleições presidenciais.

O preço do GLP também será liberalizado em processo análogo. Serão estabelecidos preços máximos até o final de 2016 e a partir de 2017, mas o preço será o de mercado. A liberalização do GLP será acompanhada de um programa de apoio focado que visa promover o uso eficiente de recursos, ao trocar um subsídio geral por um direcionado<sup>33</sup>.

O último destaque comparativo da mudança advinda com a reforma é um mecanismo amplamente utilizado pelo mundo: a criação ou adequação de um fundo específico para o setor.

### 3.8. Fundo Soberano e Fundo Mexicano de Petróleo

Os Fundos Soberanos de Riqueza (FSRs) existem há mais de cinco décadas no mundo, e a OCDE vem recomendando a sua criação para muitos países que auferem recursos significativos com *commodities* e que apresentam déficits fiscais e de contas correntes. O primeiro FSR criado foi no Kuwait em 1953, com o intuito de prover às gerações futuras os benefícios oriundos da exploração do petróleo. Outro benefício associado à criação de um FSR é “a possibilidade de amenizar a valorização excessiva da taxa de câmbio – combatendo a famosa “doença holandesa” - por meio de investimentos em moeda estrangeira no exterior; as diversas opções de investimentos de um FSR podem representar um retorno maior do que o alcançado com a manutenção das reservas internacionais; e o benefício de se constituir uma poupança que sirva como instrumento de política anticíclica, em caso de uma queda no preço da principal *commodity* de exportação” (Lemos, 2013).

<sup>33</sup> O setor residencial consumiu 59% do GLP no México em 2014, 74% se somado ao setor serviços (Sener, 2015), onde o uso é principalmente para cocção e aquecimento de água. O GLP é incentivado na América Latina para esses usos para substituir a lenha, cuja queima é menos segura e traz danos à saúde. Transporte e indústria consomem, cada um, em torno de 10% do total da demanda mexicana.

### 3.8.1. Pré-reforma

No México, o Fundo Soberano foi criado no ano 2000, sob inspiração da OCDE<sup>34</sup>, conhecido como Fundo Mexicano de Estabilização das Receitas Petrolíferas (ou *Fondo de Estabilización de Ingresos Petroleros* - FEIP) e suas receitas eram destinadas à infraestrutura, saúde, educação atividades de petróleo.

Criado por meio de um decreto, o fundo soberano começou com um aporte inicial de 5,84 milhões de pesos, o equivalente a US\$ 583 milhões. O fundo é nutrido pelos superávits petrolíferos, transferidos em uma base de 25% dessas receitas. É gerenciado pelo Banco Central do México e investe apenas em títulos de renda fixa, particularmente em títulos do tesouro americano. Apenas mais recentemente o fundo começou a desenvolver uma estratégia de diversificação dos ativos para o mercado de *equities*. (Rinaldi, 2010)

Os graves problemas de financiamento do setor público e instabilidade macroeconômica levaram o FEIP a atuar como um instrumento fundamental do governo mexicano para cobrir seus déficits, que aumentou de 3,4% do PIB em 2009 para 5% em 2010. Já em 2013, a CIA estima que tenha sido de 2,5% (CIA, 2013). Desde 2009, a estratégia mexicana é a de estabelecer, a partir dos investimentos de seu FSR, um movimento de proteção contra as oscilações dos preços do petróleo. Isso tem sido feito por meio da compra de opções na faixa de US\$ 1,0 a US\$ 2,0 bilhões, financiadas pelo FEIP, que garante o direito – mas não a obrigação – de vender o barril do petróleo mexicano a US\$ 57, compensando assim a queda de preços. Esse movimento provavelmente permitiu que o governo mexicano mantivesse seu padrão de gastos por algum tempo, mesmo com a atual redução nos preços do petróleo. De qualquer forma, a produção declinante da estatal Pemex vinha sendo uma fonte de grande preocupação. A queda das receitas do petróleo justifica a reforma no setor de petróleo do México e a criação de um novo fundo, específico para cada entidade federativa, em adição ao Fundo Soberano.

---

<sup>34</sup> A OCDE levou em consideração que o México é um país extremamente dependente dos recursos originários da renda do petróleo, já que 30% do orçamento do setor público era proveniente das receitas advindas de produção e exploração de hidrocarbonetos. A OCDE alertou sobre a necessidade de aumentar a arrecadação fiscal e reduzir a dependência das finanças públicas das flutuações do mercado petrolífero. A OCDE recomendou, ainda, a criação de um fundo “independente das finanças públicas”, capaz de absorver os efeitos diretos das flutuações do mercado internacional de petróleo e o estabelecimento de um preço de referência abaixo daquele esperado, com a finalidade de criar recursos excedentes, a serem destinados ao Fundo.

### 3.8.2. Pós-reforma

Em 2014, no bojo da Reforma Constitucional do Petróleo, visando o aproveitamento das receitas a serem auferidas com o setor de petróleo no desenvolvimento e estabilização do país, foi criado o Fundo Mexicano de Estabilização e Desenvolvimento (ou *Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo*), que começou a receber receitas do petróleo a partir de 2015, quando entrou em operação as alocações concedidas à Pemex em 2014.

Os três principais objetivos do fundo são:

1. Receber e realizar pagamentos. O Fundo receberá as receitas do Estado derivadas das concessões e contratos de exploração e extração de hidrocarbonetos. Quando aplicável, poderá realizar os pagamentos associados aos custos de extração de hidrocarbonetos.
2. Contribuir com o Orçamento dos Estados da Federação (*Presupuesto de los Estados de la Federación* - PEF). O Fundo transferirá recursos para o PEF até 4,7% do Produto Interno Bruto (PIB). Este montante já inclui as transferências para os fundos de estabilização, fundos setoriais e Auditoria Superior da Federação para cobrir os custos de fiscalização em matéria petrolífera.
3. Administrar a poupança de longo prazo. O excedente de receitas relativo aos pagamentos e transferências já mencionados se atribuirá a uma conta de poupança de longo prazo, sendo investido em ativos financeiros com o fim de maximizar o retorno em favor da Nação, porém diversificando os riscos para evitar que possam apresentar perdas de recursos.

Esse novo fundo tem as mesmas responsabilidades do fundo do ano 2000, e a estas adiciona as atividades de suporte financeiro à previdência social, energias renováveis, e desenvolvimento econômico e social. O Fundo Soberano continuará a existir, porém, o acréscimo de novas receitas será apenas dos juros das aplicações, e não mais das receitas petrolíferas.

Após terem sido aprovadas as leis regulamentares, em maio de 2014, o Fundo Mexicano do Petróleo passou a ter a função de receber todas as receitas dos contratos relativos ao Estado Mexicano, exceto os impostos e as contribuições, que correspondem ao Estado derivados das alocações e dos contratos a que se refere o parágrafo 7º do artigo 27 da Constituição<sup>35</sup>. Também será responsável por administrar e realizar os pagamentos estabelecidos nas alocações e contratos, e as transferências que se especificam na lei. Inicialmente, o fundo transferirá recursos para um fundo de estabilização das receitas petroleiras, até que se alcance um limite máximo pré-estabelecido. Após o fundo alcançar este limite, esses recursos serão destinados à poupança de longo prazo, que inclui investimentos em ativos financeiros, no limite mínimo de 40% de todas as receitas recebidas. Os outros 60% serão destinados a investimentos em diversos setores tais como projetos de petróleo, ciência, tecnologia, previdência social, etc. O Fundo também transferirá recursos ao Tesouro para completar o orçamento federal, mas esses recursos, oriundos das receitas de petróleo, devem se manter em 4,7% do PIB, o percentual transferido pela Pemex ao Tesouro em 2013. Além disso, também serão transferidos recursos para fundos de extração de hidrocarbonetos, de pesquisa sobre petróleo e sustentabilidade energética e de fiscalização.

Uma vez que a conta de poupança de longo prazo supere 3% do PIB, o Congresso Nacional poderá autorizar o uso de até 60% dos recursos excedentes que ingressem no Fundo daí em diante para financiar projetos específicos, ligados à previdência social (até 10%), ciência, tecnologia e energias renováveis (até 10%), projetos de melhoria da conectividade e desenvolvimento industrial (até 10%) e projetos de petróleo e infraestrutura (até 30%).

O Fundo contará com um Comitê Técnico integrado por três membros representantes do Estado e dos membros independentes. Os membros representantes do Estado serão os titulares da Secretaria de Fazenda e Crédito Público, da Secretaria de Energia e do Banco do México. Os membros independentes serão nomeados pelo Presidente da República com aprovação do Senado. O Presidente do Comitê será o Secretário de Fazenda e Crédito Público.

No próximo capítulo, alguns dos aspectos descritos na primeira metade desta Nota Técnica serão revistos a fim de compará-los ao caso brasileiro.

---

<sup>35</sup> As receitas do Estado que sejam recebidas como proporção do valor bruto dos hidrocarbonetos extraídos será destinada ao Fundo Mexicano do Petróleo e aos Fundos de Estabilização das Receitas Petrolíferas e de Estabilização das Receitas das Entidades Federativas, conforme determinado na legislação secundária mexicana.

## 4. Comparação das mudanças do marco regulatório do petróleo no México e no Brasil

Este capítulo tem por objeto realizar uma síntese comparativa da evolução do marco regulatório nos países citados e, para tal, se divide em quatro seções. As três próximas seções buscam comparar as principais fases comuns aos dois países, a saber: do início do setor à nacionalização, do período de monopólio da empresa estatal; e, por último, da abertura do setor ao investimento privado em ambos os países. A última seção também analisa comparativamente o setor de petróleo nos dois países, suas principais companhias, seus desafios e oportunidades.

### 4.1. Primeira fase: Início da exploração

A primeira fase de regulação do petróleo começa no fim do século XIX e se estende até a criação das respectivas empresas estatais de petróleo em cada país, 1938 no México e 1953 no Brasil.

No período colonial brasileiro, de forma análoga ao México, os direitos sobre os minerais do subsolo pertenciam à Coroa Portuguesa, e foram passados ao Estado Imperial Brasileiro por ocasião da independência. Segundo (Tolmasquim & Pinto Jr., 2011), “o governo imperial outorgou, por decretos, um conjunto de concessões a particulares para exploração de recursos energéticos, quase todos sem resultados relevantes”. Essas concessões tinham as características das concessões outorgadas no Oriente Médio na época, como prazos muito longos (i.e. noventa anos) e poucas obrigações do explorador junto ao Estado<sup>36</sup> (Vaitsman, 2001 apud Tolmasquim & Pinto Jr., 2011).

<sup>36</sup> Imposto proporcional ao rendimento de 1% da lavra.

Após a proclamação da República, em 1889, houve uma mudança importante na legislação brasileira. A Constituição de 1891 determinou que o proprietário do solo seria também proprietário dos recursos minerais do subsolo, o chamado sistema de acessão ou fundiário, o mesmo sistema adotado no México alguns anos antes, no Código de Minas mexicano de 1884. Vale ressaltar que o sistema americano, em vigor até hoje, prevê que os recursos minerais pertencem ao proprietário do terreno onde estes recursos se encontram, independentemente de quem for esse proprietário, seja ele uma pessoa física, pessoa jurídica, tribo indígena, governo local, estadual ou federal. Um aspecto curioso do modelo norte-americano é que os direitos de petróleo e gás natural podem ser destacados da propriedade da superfície do terreno, e nesse caso, podem ser comprados, vendidos ou transferidos como qualquer outra propriedade imobiliária, inclusive em diferentes camadas horizontais ou "extratos"<sup>37</sup>. No México, esse sistema fundiário coincidiu com grandes descobertas de petróleo no início do século XX, de forma que grandes empresas petrolíferas internacionais adquiriram vastas extensões de terras e o país se tornou um dos principais exportadores de petróleo (De La Borda, 2006). No caso brasileiro, no entanto, não houve interesse das multinacionais em explorar, já que não se identificaram estruturas geológicas favoráveis a grandes descobertas (Tolmasquim & Pinto Jr., 2011). Enquanto o México iniciou a produção comercial em 1901 (De La Borda, 2006), o Brasil fez sua primeira descoberta comercial apenas em 1939 (Dias Leite, 1997 apud Tolmasquim & Pinto Jr., 2011).

Conforme visto no capítulo 1, a gestão dos direitos minerais no subsolo no México passou por uma grande mudança a partir de 1917, que originou um conflito do direito de propriedade na mudança legislativa, resolvido no início da década de 1940.

---

<sup>37</sup> Nos EUA, os direitos de petróleo e gás natural *offshore* são de propriedade do governo federal ou do governo estadual e são cedidos a empresas de petróleo para o seu desenvolvimento.

O governo Vargas reestabeleceu o princípio dominial no Brasil através do Código de Minas de 1934 (Brasil, 1934). Diferentemente do México, porém, no Brasil não houve descoberta comercial de petróleo antes disso e, portanto, não houve conflito do direito de propriedade na mudança legislativa. A legislação do setor era dispersa até então e o Código de Minas de 1934 serviu também para consolidar os diversos regulamentos existentes sobre a indústria mineral<sup>38</sup>. Em julho de 1938, foi adicionado ao referido Código um capítulo específico sobre petróleo. A legislação previa, tanto um regime de concessões, quanto a exploração e produção de petróleo pela União, diretamente ou através de contratos de risco, também conhecidos como “contratos de cláusulas de risco” ou “contratos de serviço de risco”<sup>39</sup>. Os dispositivos inseridos no Código de Minas, em 1938, facultavam à União o exercício direto de atividades de E&P e a contratação com empresas especializadas, “de reconhecida idoneidade técnica e financeira, nacionais ou estrangeiras, a perfuração de poços para pesquisa e lavra de petróleo, por conta e risco das empresas contratadas, em troca de uma participação, a ser convencionada, nos resultados das atividades de E&P”. A Figura 4 abaixo ilustra essa movimentação da primeira metade do século XX.

**Figura 4: Primeiras mudanças do marco regulatório dos países analisados**



No México, o regime de concessões para E&P de petróleo vigorou, na prática, até 1938, data da expropriação da indústria petrolífera pelo Estado e criação da Pemex.

<sup>38</sup> O Decreto-Lei nº 395/1938, que declara como “utilidade pública o abastecimento nacional de petróleo”, ressalta que o Código de Minas, promulgado pelo Decreto nº 24.642/1934, “impôs ao proprietário das minas e jazidas conhecidas a obrigação de manifestá-las ao poder público, dentro de prazos determinados, e que nenhuma jazida de hidrocarbureto, líquido ou gasoso, de valor industrial, foi manifestada e mandada registrar na vigência dos mesmos prazos, resultando em consequência que todas essas jazidas, porventura existentes no território nacional, foram incorporadas ao patrimônio da Nação”.

<sup>39</sup> Contratos de serviço de risco foram instituídos no Brasil já na década de 1930, mas não tiveram larga adoção. Conforme será explicado mais adiante, somente após o primeiro choque do petróleo, os contratos de serviço de risco foram reinstituídos. Através deles, as empresas internacionais poderiam atuar no *upstream*, em troca de participação nos resultados. Tais contratos não tiveram resultados relevantes e a Constituição brasileira de 1988 os vetou.

No Brasil, em 1940, instituiu-se um novo Código de Minas, que já não mencionava concessões ou contratos de risco, apenas autorizações para pesquisa e lavra das jazidas minerais. O dispositivo legal a partir de 1940 passou a conceder apenas autorizações para pesquisa e lavra de jazidas minerais, e optou-se pelo uso de seta contínua nesta parte da Figura 3 a fim de explicitar a manutenção de uma destas formas de contratação até a próxima fase. É importante destacar que a primeira descoberta comercial de petróleo no Brasil ocorreu no campo de Lobato (Bahia) em 1939, mas que a exploração neste período inicial não obteve resultados expressivos (ANP, 2015). Após intensas negociações no Congresso Nacional, a solução encontrada para desenvolver o setor foi a manutenção do monopólio estatal do petróleo e a criação da Petrobras, que inicia a segunda fase.

#### 4.2. Segunda fase: Nacionalização da indústria

A segunda fase tem início com a criação das respectivas empresas estatais de Petróleo – a Pemex em 1938<sup>40</sup> e a Petrobras em 1953 – e com a implementação, nos dois países, de um regime de monopólio operado pela empresa estatal. Esse é o regime com maior grau de intervenção estatal na indústria, em que o investimento de empresas privadas no E&P de petróleo não é permitido, e se reduz o papel das empresas privadas ao fornecimento de alguns serviços específicos à estatal.

No Brasil, a criação da Petrobras e a instituição do monopólio estatal do petróleo, a ser exercido pela companhia, se deram com a Lei nº 2.004/1953 (Brasil, 1953). As refinarias privadas, porém, já existentes nesta época, permaneceram privadas<sup>41</sup> e as atividades de distribuição e revenda e o setor petroquímico continuaram em regime aberto.

---

<sup>40</sup> Em 1938, a recém-criada Pemex passou a controlar a maioria dos ativos da indústria de Petróleo do México, provenientes das empresas que perderam uma disputa judicial trabalhista, conforme explicado no capítulo 1. Algumas poucas empresas privadas permaneceram no país e o regime de monopólio da Pemex foi incorporado à Lei apenas em 1958.

<sup>41</sup> Em março de 1964, no governo do Presidente João Goulart, estas refinarias foram encampadas em favor da Petrobras, através do Decreto nº 53.701/1964, o qual foi anulado logo após o golpe militar.

No México, a expropriação da indústria petrolífera se deu com o decreto de 1938, cujo nome é *Iniciativa de Decreto por el que se reforman los artículos 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos* e a Pemex foi criada no mesmo ano, para incorporar os ativos expropriados das empresas. Um pequeno número de empresas privadas que não estava envolvida na disputa judicial trabalhista que levou à expropriação, continuou suas atividades no país. Em 1958, o monopólio da empresa estatal Pemex, que já existia na prática<sup>42</sup>, foi incorporado à legislação. A Figura 5 ilustra a evolução do marco regulatório neste período.

**Figura 5: Evolução do marco regulatório do petróleo na nacionalização do setor**



Apesar da similaridade da regulação adotada, o contexto que levou a essa adoção foi distinto nos dois países. Enquanto no México, a nacionalização da indústria foi o modo encontrado para enfrentar as empresas privadas estrangeiras e colher para o Estado os benefícios da expressiva produção de petróleo, no caso brasileiro, a opção por nacionalizar a indústria e criar uma empresa estatal veio da necessidade de se investir no aumento da produção nacional de petróleo e da capacidade de refino.

<sup>42</sup> Apesar da maioria dos autores considerarem que o monopólio da Pemex começou em 1938, Samples e Vittor (2012) citam que após a expropriação de 1938, a Pemex realizou contratos de serviços com risco com empresas privadas. Esta prática era controversa por “terceirizar” o domínio da nação sobre a produção, uma vez que a Constituição dizia que tal domínio era inalienável. Além de explicitar o papel monopolista da Pemex, a Lei de 1958 encerra esta questão ao estabelecer que as remunerações devessem ser definidas em dinheiro, proibindo participações em produção e resultados. Desta forma, regimes comuns na indústria mundial de petróleo (partilha, concessão e serviço com risco) foram vedados. A fim de reafirmar esta ideia, em 1960, o artigo 27 da Constituição foi reformado e adicionado que não seriam outorgadas novas concessões ou contratos, nem permaneceriam existindo os que já haviam sido outorgados (México, 1960).

Como afirmam Tolmasquim & Pinto Jr. (2011), “na maior parte dos casos internacionais [incluindo o México], a nacionalização da indústria do petróleo ocorreu em um ambiente já caracterizado pela abundância de petróleo, onde o governo e a sociedade, não sem razão, se sentiam espoliados de suas riquezas naturais (o petróleo) pelas grandes empresas internacionais, as quais, em geral, se identificavam com os governos dos antigos países colonizadores. No caso brasileiro, o contexto era de escassez de petróleo, e o ente colonizador e espoliador não estavam presentes. Assim, a racionalidade da nacionalização parece muito mais justificada pelo princípio da indústria nascente [...] e pela percepção do caráter estratégico do petróleo para a industrialização do país do que por pressão anti-imperialista”.

Além da diferença nas circunstâncias da criação, o próprio regime monopolista da empresa estatal apresentou alguns pontos divergentes nos dois países. Em relação à propriedade da empresa, a Pemex foi criada 100% estatal, enquanto a Petrobras foi criada como uma sociedade de economia mista, sendo, no mínimo, 51% estatal e, no máximo, 49% de capital aberto - basta a União ou a entidade da Administração Indireta deter a maioria das ações com direito a voto (ON), sem necessidade das ações preferenciais (PN), conforme o artigo 5º, III do Decreto-Lei nº 200/1967 (Brasil, 1967) e; Artigo 173 da Constituição Federal/1988 (Brasil, 1988). Em relação ao alcance do monopólio da empresa estatal, no México, ele atingiu todas as etapas da cadeia de produção (exploração, produção, transporte, refino, distribuição, revenda e comercialização), enquanto a distribuição e revenda se mantiveram abertas ao capital privado no Brasil. Em ambos os países, o monopólio controlado pelo governo contribuiu para a aplicação de políticas internas, tal como garantir o abastecimento do mercado doméstico.

No Brasil, o monopólio exercido pela empresa estatal vigorou entre 1953 e 1995, com exceção dos chamados “contratos de risco”, que perduraram entre 1975 e 1988. Diante do imediato pós-primeiro choque do petróleo e da elevada dependência brasileira de importação deste hidrocarboneto, em 1975, o General Geisel aprovou os contratos de risco no país, através dos quais as empresas internacionais poderiam atuar no *upstream*, em troca de participação nos resultados. Tais contratos não tiveram resultados relevantes e a Constituição brasileira de 1988 os vetou. No México, o monopólio perdurou de 1938/1958 a 2013, com exceção dos contratos de 2008 (contratos integrais, ver capítulo 1), que também não tiveram resultados significativos. Ainda que não seja objeto desta Nota Técnica, vale ressaltar que, em 1995, houve a abertura do setor petroquímico e de gás natural mexicano, conforme indicado no capítulo 1.

Apesar das tentativas de flexibilização do monopólio, esse regime esteve em vigor até a abertura do setor, que teve início em 1995 no Brasil e em 2013 no México. A próxima seção descreve a terceira e última fase do marco regulatório dos países analisados, com destaque para a maior experiência ocorrida no Brasil, que serviu como um referencial para a reforma mexicana (México, 2013a).

### 4.3. Terceira fase: Abertura e modelo atual

A terceira fase começa com a abertura do setor em cada país – 1995 no Brasil e 2013 no México, mas o movimento que suscitou a reforma iniciou alguns anos antes.

Apesar do sucesso da exploração da Petrobras em águas profundas na década de 1980, cerca de 50% da demanda de petróleo ainda era abastecida através de importação. Além disso, com “a estagnação econômica e a crise financeira do Estado Brasileiro nas décadas de 1980 e 1990, passou a ocorrer um questionamento sociopolítico acerca do exercício exclusivo do monopólio da União nas atividades petrolíferas pela Petrobras” (Tolmasquim & Pinto Jr., 2011).

Assim, a reforma brasileira se deu em um contexto de escassez de petróleo e busca da autossuficiência. A Emenda Constitucional nº 9/1995 (Brasil, 1995) ampliou o monopólio estatal, ao revisar o inciso V, parágrafo 1º do artigo 177 da Constituição Federal de 1988. Conforme essa revisão, ficou garantido à União o poder de “contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV<sup>43</sup> deste artigo observadas as condições estabelecidas em lei”.

<sup>43</sup> Os incisos I a IV do artigo 177 da Constituição Federal de 1988 definem como monopólio da União: I - a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos; II - a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro; III - a importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores; e IV - o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem assim o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e gás natural de qualquer origem.

O modelo adotado em 1995 para as atividades de Exploração e Produção (E&P) de hidrocarbonetos foi o regime de concessões. Nele, o Estado detém a titularidade das reservas de óleo e gás ainda no subsolo, mas as empresas investidoras tornam-se proprietárias do petróleo e do gás natural extraídos (o produto da lavra) através de suas atividades de E&P. Em troca, as empresas devem cumprir os compromissos do contrato, como o pagamento de tributos e participações governamentais<sup>44</sup>, além de arcar com os custos de E&P e assumirem inteiramente os riscos da atividade no período. Esse modelo implica numa baixa interferência do Estado nas atividades da empresa investidora e, portanto, pode ser útil para atrair investidores num ambiente de alto risco geológico. Até o momento, foram realizadas 13 rodadas de licitações sob o regime de concessões.

Posteriormente, a descoberta das jazidas do pré-sal, a partir de 2005<sup>45</sup>, alterou profundamente as condições de risco geológico e o potencial do país para produção de petróleo e gás natural (Petrobras, 2008). Isso trouxe novamente à tona a discussão sobre o marco regulatório brasileiro, dada a necessidade de adequar a regulação às novas condições de menor risco e maior rentabilidade previstos para a área. Neste sentido, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) publicou a Resolução CNPE nº 6/2007 (Brasil, 2007), que determinou que o Ministério de Minas e Energia (MME) avaliasse as mudanças necessárias no marco legal e excluiu os blocos situados nas bacias do pré-sal da nona rodada de licitações, ocorrida em 2007. Houve, então, uma nova reforma do marco regulatório, em 2010, cuja principal inovação foi a adoção do regime de partilha de produção para as atividades de *upstream* em algumas áreas. Assim, os novos contratos de partilha de produção devem ser licitados apenas para blocos localizados no polígono do pré-sal e em outras áreas consideradas estratégicas. Permanecem sob o regime de concessões as demais áreas, assim como os blocos que já haviam sido licitados anteriormente.

O regime de partilha de produção, comparado ao de concessão, permite um maior controle do Estado sobre todo o processo de gestão, desde a exploração até a comercialização do petróleo e gás natural. Na partilha de produção, a empresa contratada exerce, por sua conta e risco, as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção e, em caso de descoberta comercial, adquire o direito à apropriação do chamado "custo em óleo" (*cost oil*), ou seja, de um volume de óleo produzido correspondente a todos os custos incorridos na exploração e produção do campo, além dos *royalties* devidos ao Estado, bem como de uma parcela do excedente em óleo, na proporção, condições e prazos estabelecidos em contrato.

<sup>44</sup> No Brasil, a terminologia tributos não compõe ou é composta pelas participações governamentais, porém ambas as rubricas são parcelas do internacionalmente conhecido *government take* (Ver Tolmasquim & Pinto Jr., 2011).

<sup>45</sup> Conforme o sítio de investidores da Petrobras (Petrobras, 2008), a primeira descoberta da Petrobras no pré-sal foi o campo de Parati em 2005. No entanto, a companhia registra o anúncio da descoberta do pré-sal em 2006, ver (Petrobras, 2013).

O modelo brasileiro do contrato de partilha incluiu ainda algumas particularidades, dentre as quais se destaca a obrigatoriedade da Petrobras ser o operador e possuir uma participação mínima de 30% em cada campo<sup>46</sup>. O primeiro leilão sob o regime de partilha foi realizado em 2013, relativo ao campo de Libra e a Petrobras deteve 40% de participação.

Em suma, o regime de regulação vigente atualmente no Brasil foi instituído em duas etapas: a primeira entre 1995 (Brasil, 1995) e 1997 (Brasil, 1997) e a segunda em 2010 (Brasil, 2010a).

No México, conforme mencionado no capítulo 1, o principal fator que levou à abertura foi a queda na produção de petróleo desde 2005, que fez com que o país exportasse menos petróleo. A renda do petróleo contribuía com cerca de um terço do orçamento do governo e só não sofreu uma queda brusca, porque a menor quantidade exportada foi compensada pela alta no preço do barril no período.

Além do declínio de produção do complexo de Cantarell a partir de 2005, contribuiu para a crise do sistema a redução das reservas e a falta de tecnologia, experiência e capital para investir em exploração em águas profundas, o que retardou consideravelmente a atividade de E&P no lado mexicano do Golfo do México, onde se espera encontrar importantes reservas de petróleo, a exemplo do que ocorre na margem americana do golfo. Soma-se a isso o fato de que, apesar da Pemex gerar receitas, a empresa permanecia dependente do orçamento federal, disputando recursos com outros projetos do Estado Mexicano. Desta forma, os investimentos necessários à manutenção e/ou expansão da produção estavam engessados pelo Estado. Como fator agravante de sua debilitação financeira, a estatal foi, por muitos anos, utilizada para captação de empréstimos no exterior, para uso do governo fora do setor<sup>47</sup>.

Conforme mostra a Figura 6, o setor de petróleo, portanto, evoluiu do monopólio para os contratos de serviço, em dois tempos diferentes. No Brasil, o contrato de serviço de risco vigorou de 1938 a 1940, conforme citado anteriormente, e de 1975 a 1988. Em ambos os casos, não obteve resultados significativos. No México, os contratos de serviço de risco, começaram a vigorar em 2008 com os chamados Contratos Integrais (ver capítulo 1).

<sup>46</sup> O Congresso Nacional está estudando alterar esse limite (Senado do Brasil, 2015).

<sup>47</sup> Vale ressaltar que durante um longo período a Pemex foi a companhia mexicana com melhor *credit rating* e maior acesso aos mercados financeiros internacionais. Com isso, a Pemex obtinha os empréstimos e depois o governo mexicano redistribuía os fundos no país (Fernandes & Silveira, 1999 e Breglia, 2013).

**Figura 6: Evolução do marco regulatório para contratos de serviço**


A titularidade do petróleo produzido (o produto da lavra) varia de acordo com os regimes adotados, mas as reservas não exploradas, ainda no subsolo, pertencem sempre ao Estado. Mesmo assim, o novo modelo mexicano determina explicitamente que as empresas públicas ou privadas que detenham contratos de E&P podem contabilizar o valor desses contratos e do lucro esperado em suas demonstrações financeiras. Essa é uma condição chave para as empresas privadas se interessarem em investir no país. No caso do Brasil, a titularidade para as empresas estrangeiras só surgiu em 2010, com a Lei de Partilha da Produção, a Lei nº 12.351/2010 (Brasil, 2010a).

O novo regime regulatório adotado no México é muito abrangente e flexível. Inclui os dois tipos praticados no Brasil – concessões e partilha de produção, além de outros dois – contratos de serviço com risco e partilha de lucro, como pode ser visto na Figura 7. Assim, o modelo dá liberdade ao governo para adequar cada contrato às diferentes condições de cada área, bem como de cada momento, sem a necessidade de alterar a Constituição nem a legislação do setor.

**Figura 7: Evolução do marco regulatório na abertura do setor**



Tanto Brasil quanto México adotam hoje sistemas híbridos, que admitem a coexistência de diferentes tipos de contratação. Assim como aconteceu no Brasil, o México conciliou a abertura do setor e o fim do monopólio com a manutenção de sua empresa estatal. No caso mexicano, um dos objetivos da reforma é também reestruturar a própria Pemex, que deixou de ser um “organismo descentralizado” e passará a ser uma “empresa produtiva do Estado”, que terá como meta a criação de lucro (conforme descrito no capítulo 3). De modo similar à composição do conselho de administração da Petrobras<sup>48</sup>, a Pemex terá um novo conselho de administração, com a participação de representantes do governo federal e de conselheiros independentes.

Conforme visto na Seção 3.3, a Pemex teve uma “Rodada Zero”, como é conhecido o direito de a empresa estatal escolher determinadas áreas para exploração própria, antes que comecem as rodadas de licitações abertas às outras empresas. O Brasil adotou a mesma prática em relação à Petrobras durante a reforma de 1995.

Outras semelhanças com o caso brasileiro são a adoção de uma política de conteúdo nacional e a criação de um fundo soberano. A Tabela 5 sintetiza os marcos legais, as modalidades de contratação e a política de conteúdo local vigente nos países supracitados.

<sup>48</sup> O Conselho de Administração da Petrobras é um órgão de natureza colegiada e autônomo dentro de suas prerrogativas e responsabilidades, na forma da lei e do Estatuto Social (Petrobras, 2011).

Tabela 5: Aspectos da Reforma: México e Brasil

Itens da Reforma	México	Brasil
<b>Legislação</b>	Decreto de 23 de agosto de 2013 <sup>1</sup> e <i>Ley de Hidrocarburos</i> e Lei de receitas sobre hidrocarbonetos 2014.	Lei nº 9.478/1997; e Lei nº 12.351/2010
<b>Modalidades de contrato</b>	(1) licença (2) partilha (2.1) de produção (2.2) de lucro (3) contratos de serviços	(1) Concessão (2) Partilha de produção
<b>Conteúdo Local</b>	Até 25%, em 2015, vai aumentando para 35% em 2025, em média.	Na 13 <sup>a</sup> rodada (última), o conteúdo local médio variou de 73 a 80%, respectivamente na exploração e no desenvolvimento.

<sup>1</sup>Este Decreto recebeu o nome de *Iniciativa de Decreto por el que se reforman los artículos 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos*. Vale ressaltar que no México, as leis e decretos não são numerados, são identificadas apenas por seu título e data.

Fonte: ANP (2016), Brasil (1997), Brasil (2010a) e México (2014a).

O Brasil adota uma política de conteúdo local desde a primeira rodada de licitação de concessões, que, inicialmente, não exigia um percentual mínimo. O percentual de conteúdo local oferecido pelas empresas gerava pontos que eram considerados no processo de licitação. Esse modelo vigorou da primeira à quarta rodada, entre 1999 e 2002. A partir da quinta, em 2003, passou-se a exigir um percentual mínimo de conteúdo local e, a partir da sétima, em 2005, adotou-se uma faixa com limites mínimos e máximos (ANP, 2016). A adoção da cláusula da partilha de produção não alterou as regras de conteúdo local estabelecidas pela ANP, continuando a vigorar os mesmos percentuais e as regras anteriormente estabelecidas (ANP, 2013). No México, a política de conteúdo local começou a ser implantada pouco antes da reforma, conforme visto no capítulo 3. A partir da reforma, esses percentuais passaram a variar de 25% em 2015 chegando a 35% em 2025, em média, definido caso a caso.

Outra similaridade no rearranjo regulatório do setor é a adoção de um fundo de inserção de recursos do setor. A geração de riquezas derivadas do petróleo e as dificuldades na gestão de déficits fiscais e de contas externas conduziram à criação dos fundos soberanos e dos fundos específicos do petróleo, no Brasil e no México. Dada a complexidade deste tema, optou-se por analisá-lo em subseção específica, a seguir.

#### 4.3.1. Fundos Soberanos e do Petróleo: Brasil e México

No Brasil, o Fundo Soberano foi criado em 2008, para atuar como uma balança cambial frente a variações muito intensas da moeda nacional frente ao dólar. Em 2010, a Lei nº 12.351/2010 (Brasil, 2010a), dentre outras providências no setor de petróleo e gás natural, determinou a criação do Fundo Social (FS), e dispoñdo sobre sua estrutura e fonte de recursos. O Fundo Social foi criado para o combate à pobreza e para o desenvolvimento de educação, cultura, esporte, saúde pública, ciência e tecnologia, meio ambiente, além de mitigação e adaptação às mudanças climáticas. Conforme já discutido na seção 3.8, o Fundo Mexicano do Petróleo (*Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, ou FMP*) foi criado em 2013, no bojo da Reforma Constitucional do Petróleo, e utiliza, além das receitas da atividade de exploração e produção, as rendas e poupança do seu antecessor, o Fundo de Estabilização de Receitas Petrolíferas do México, ou *Fondo de Estabilización de Ingresos Petroleros (FEIP)*, criado no ano 2000, sob recomendação da OCDE (IPT, 2009). A Tabela 6 expõe as semelhanças e especificidades dos fundos soberanos e do petróleo no Brasil e no México.

**Tabela 6: Comparação entre os Fundos do Brasil e do México**

Fundo \ País	Brasil	México
<b>I. Fundo Soberano</b>	Criado em 2008	Criado em 2000
<b>I.1. Lastreado em...</b>	Receitas fiscais	Receitas de petróleo
<b>I.2. Aplicações em...</b>	Proteção fiscal e cambial quanto a quedas do preço das <i>commodities</i>	Proteção cambial e fiscal quanto a quedas do preço das <i>commodities</i> , petróleo, infraestrutura e questões sociais
<b>II. Fundo de Petróleo</b>	Criado em 2010, denominado Fundo Social	Criado em 2008, denominado Fundo Mexicano do Petróleo
<b>II.1. Ligado a uma empresa estatal</b>	PPSA – que pode comercializar o petróleo	O Fundo se autogere
<b>II.2. Ligado a uma agência reguladora</b>	ANP	CNH
<b>II.3. Aplicações</b>	Saúde, educação e questões sociais	Previdência social, saúde, educação, petróleo, energias renováveis, infraestrutura, desenvolvimento e questões sociais

Fonte: Elaboração própria, a partir das legislações do México (México, 1958), (México, 2014a), (México, 2014b) e do Brasil (Brasil, 2008) e (Brasil, 2010a).

Conforme visto na seção 3.8, os Fundos Soberanos de Riqueza (FSRs) existem há mais de cinco décadas no mundo, e recebem um forte estímulo por parte da OCDE que tem recomendado a sua criação para países que auferem recursos significativos com *commodities* e que apresentam déficits fiscais e de contas correntes.

No México além do Fundo Soberano, criado no ano 2000, e conhecido como Fundo de Estabilização das Receitas Petrolíferas do México (FEIP), foi criado um novo fundo em 2014. O Fundo Mexicano do Petróleo para a Estabilização e Desenvolvimento, que começou a receber receitas do petróleo a partir de 2015, em excesso (ou seja, acima) de 4,7% do PIB, após entrarem em operação as alocações concedidas à Pemex em 2014<sup>49</sup>. Por seu turno, no Brasil, também existem dois fundos diferentes, nos seus objetivos e dotações.

De modo análogo ao México, o primeiro fundo a ser criado no Brasil foi o Fundo Soberano, instituído em 2008, pela Lei nº 11.887/2008 (Brasil, 2008), de 24 de dezembro, e tendo como fundos originários, receita tributária, e títulos emitidos pelo Governo. Os objetivos do Fundo Soberano, conforme apresentado na Lei, são “promover investimentos em ativos no Brasil e no exterior, formar poupança pública, mitigar os efeitos dos ciclos econômicos e fomentar projetos de interesse estratégico do País, localizados no exterior”. Os recursos do Fundo Soberano do Brasil (FSB) serão utilizados exclusivamente para investimentos e inversões financeiras nas finalidades previstas no artigo 1º da Lei nº 11.887/2008 (Brasil, 2008):

- I. Por meio de aquisição de ativos financeiros externos:
  - a) mediante aplicação em depósitos especiais remunerados em instituição financeira federal; ou
  - b) diretamente, pelo Ministério da Fazenda; ou
- II. Por meio da integralização de cotas do fundo privado a que se refere o artigo 7º da Lei nº 11.887/2008 (Brasil, 2008), que criou o Fundo Fiscal de Investimentos e Estabilização (FFIE). Conforme o artigo 7º, a União, com recursos do FSB, poderá participar como cotista única de FFIE, a ser constituído por instituição financeira federal, observadas as normas a que se refere o inciso XXII do artigo 4º da Lei nº 4.595/1964 (Brasil, 1964), de 31 de dezembro (cuja redação se propõe a “Estatuir normas para as operações das instituições financeiras públicas, para preservar sua solidez e adequar seu funcionamento aos objetivos desta lei”).

<sup>49</sup> Para maiores detalhes, ver Senado do México (2014a), (2014b) e (2014c).

“O Fundo Soberano do Brasil (FSB) foi criado em dezembro de 2008 com o propósito de formar poupança pública, promover investimentos em ativos no Brasil e no exterior, mitigar os efeitos dos ciclos econômicos e fomentar projetos de interesse estratégico do País localizado no exterior. A criação do FSB acompanhou o *boom* de FSR da década de 2000 resguardando suas peculiaridades.” (Lemos, 2013)

O segundo fundo brasileiro é o Fundo Social, criado pela Lei nº 12.351/2010 (Brasil, 2010a). Esse fundo tem origem nas receitas do Pré-Sal (parcela dos bônus de assinatura, parcela dos *royalties* destinados à União e receita advinda da comercialização de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União, conforme definido em lei, mais os resultados de aplicações financeiras sobre suas disponibilidades e outros recursos destinados ao FS por lei). A finalidade do Fundo Social é de constituir fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional, na forma de programas e projetos nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento: da educação; da cultura; do esporte; da saúde pública; da ciência e tecnologia; do meio ambiente; de mitigação e adaptação às mudanças climáticas.

O chamado Fundo Soberano é originado do excedente fiscal, enquanto o denominado Fundo Social é derivado das receitas do petróleo no regime de partilha de produção. Vale notar, ainda, que o Fundo Soberano é um fundo especial de natureza contábil e financeira, vinculado ao Ministério da Fazenda. Já o Fundo Social é natureza contábil e financeira, vinculado à Presidência da República.

O Fundo Social está inserido em um contexto regulatório recente, marcado pela promulgação de três leis. A Lei nº 12.276/2010 (Brasil, 2010b) que trata da cessão onerosa (área pertencente à União) e capitalização da Petrobras, depois a Lei nº 12.304/2010 (Brasil, 2010c) refere-se à criação da nova empresa estatal chamada Pré-sal Petróleo S.A. (PPSA). Por fim, a Lei nº 12.351/2010 (Brasil, 2010a), que estabeleceu o regime de partilha para a região do pré-sal, além instituir o próprio Fundo Social. De acordo com a Lei nº 12.351/2010 (Brasil, 2010a), o Fundo Social é baseado nas receitas diretas do petróleo, ou receitas geradas com ativos financeiros advindos das receitas petrolíferas, dentre estas as “receitas advindas de comercialização das parcelas de produção pertencentes à União” que serão geridas pela PPSA.

A próxima subseção segue comparando os países supracitados, desta vez com foco nas empresas estatais que operam campos de petróleo.

### 4.3.2. Petrobras X Pemex

As duas principais empresas estatais do Brasil e do México, Petrobras e Pemex, são frequentemente comparadas por serem as duas maiores empresas de petróleo da América Latina, localizadas nas duas maiores economias desta região. Tendo sido criada quinze anos antes da Petrobras, a Pemex alcançou níveis de produção, retorno financeiro e geração de reservas admiráveis, e entre as maiores companhias petrolíferas do mundo. Entretanto, a partir do fim dos anos 1980, a Petrobras começou a se destacar, com a exploração em águas profundas e ultraprofundas, e com índices de retorno e lucratividade incomparáveis (Trojbciz, 2014), ganhando a dianteira na preferência dos investidores estrangeiros.

Conforme a Tabela 7, a seguir, de acordo com as variáveis de lucro líquido, reservas e investimentos, a Petrobras leva vantagem. No que concerne montante de EBITDA, endividamento, *credit rating* e produção, a Pemex está melhor situada.

**Tabela 7: Indicadores-chave da Petrobras e da Pemex**

<b>Critério</b>	<b>Pemex</b>	<b>Petrobras</b>
<b>Lucro Líquido 2014 (US\$ bilhões)</b>	-39,9	-9,2
<b>EBITDA 2014 (US\$ bilhões)</b>	36,1	-9,1
<b>Produção anual de hidrocarbonetos em 2014 (milhões boe por dia)</b>	3, 5	2,7
<b>Reservas provadas de hidrocarbonetos no fim de 2014 1P (bilhões boe)</b>	13,02	16,6
<b>Investimentos (US\$ bilhões)</b>	27,7 em 2014	37,1 em 2014 98,4 (Plano de Negócios e Gestão 2015-2019) ou 19,7 por ano
<b>Nº empregados (fim de 2014)</b>	153 mil	372 mil (81 mil efetivos + 291 mil prestadores de serviço)
<b>Endividamento (US\$ bilhões)</b>	85,9	136,0
<b>Credit Rating (final de 2014)</b>	BBB+ (S&P) A3 (Moody's) BBB+ (Fitch)	BBB- (S&P) Baa2 (Moody's) BBB (Fitch)

Fonte: Elaboração a partir de Petrobras (2014), Petrobras (2015) e Pemex (2015).

Nota: taxa média de conversão em 2014 de real por dólar de 2,35 e de peso mexicano por dólar de 13,31 obtida em BCB (2016).

Destaca-se que o EBITDA da Pemex foi bem maior que o da Petrobras em 2014, que por sua vez foi negativo, em grande parte, devido à perda de 19 bilhões de dólares por desvalorização de ativos (*impairment*) da empresa brasileira (Petrobras, 2014). No entanto, ao comparar o lucro líquido, a Petrobras perdeu menos ao longo do ano, devido à gigantesca tributação da Pemex (56,1 bilhões de dólares) e benefícios aos empregados (20,7 bilhões de dólares) (Pemex, 2015).

Nos últimos anos, a Petrobras realizou vultosos investimentos, o que contribuiu para um endividamento elevado. Parte deste esforço direcionado ao E&P em situação de preços favorável ao investimento conduziu a essa crescente oferta de petróleo da companhia brasileira. Apesar da produção da Pemex estar maior que a da Petrobras, os movimentos são distintos: enquanto a Pemex vem reduzindo anualmente, a Petrobras aumenta, e com perspectivas de permanência desta dinâmica no curto e médio prazos. Por outro lado, a petrolífera mexicana passou por uma reforma que promete ampliar sua competitividade e atrair investidores internacionais, seja pela sua busca do aumento de eficiência, produtividade e transparência, seja pelas oportunidades concretas e muito facilitadas de investir no setor de petróleo mexicano.

## 5. Considerações Finais

A reforma representa uma mudança fundamental de direção no setor de energia no México, e, em particular, para petróleo e gás natural, na medida em que alterou as condições de operação, sobretudo nos seguintes termos: a) operação na exploração e produção - adicionou as empresas privadas à lista que anteriormente só continha a Pemex; b) fiscais e incentivos - reduziu e simplificou carga tributária; c) lucratividade - ampliou as condições do retorno financeiro; d) segurança institucional e jurídica - reestruturou as instituições e readequou o sistema jurídico, através de novas leis, decretos e adendos legais. Sob esse aspecto, a reforma promoveu alterações essenciais que deverão contribuir para retomar o crescimento do investimento em petróleo e gás natural, a retomada do crescimento e a expansão de fontes de petróleo não convencionais, como a exploração e produção de águas profundas e *tight oil & gas*.

Dado o contexto histórico, e a evolução dos indicadores de produção e reserva na última década, a reforma se apresentava como a solução para os problemas apresentados pelo setor, como falta de investimento, produção em declínio, perda de arrecadação tributária e riscos de contágio macroeconômicos.

Em alguns aspectos, como no caso da carga tributária, a reforma trouxe simplicidade, redução do número de tributos (de treze para apenas três tributos) e das alíquotas, aliviando o custo das empresas, contribuindo para elevar o retorno, e facilitando aspectos de gestão das mesmas. Em outros aspectos, como no caso dos tipos de contratos, a reforma criou quatro novos tipos de contratos (licença, partilha de produção, partilha de lucros e contratos de serviços) onde antes só havia as alocações para a Pemex. Em resumo, a reforma promoveu a adoção de medidas que deverão propiciar mais recursos para as empresas investidoras em petróleo e gás natural, maior dinamismo para a economia mexicana, tais como: mais incentivos a investir, menores impostos, regras de crescente e gradual conteúdo local, fundos de petróleo que beneficiam diversos setores, desde a infraestrutura até serviços de saúde, educação e assistência social.

As semelhanças econômico-sociais entre Brasil e México tem reflexo nos questionamentos acerca da evolução do marco regulatório, mas cada país percorreu sua trajetória em função de suas especificidades geográficas, político-institucionais e tecnológicas: i) o início da exploração de petróleo no México caracterizou-se por atrair empresas estrangeiras e multinacionais, enquanto no Brasil não houve uma grande descoberta comercial no início; ii) a nacionalização foi deflagrada por razões diferentes no México e no Brasil, o que levou a uma diferenciação de contratos; iii) a abertura também foi motivada por fatores diversos no México e no Brasil, o que conduziu a processos de abertura diferentes e com impactos diversos nos dois países.

Para os Estados Unidos, como vizinho do México, as consequências da reforma mexicana são mais imediatas: um novo mercado bem atrativo para suas empresas operadoras, prestadoras de serviços, e fornecedoras de equipamentos.

No caso do Brasil, a avaliação dos impactos requer um pouco mais de cuidado. Em primeiro lugar, como opção alternativa de investimento, o México pode certamente atuar como concorrência ao Brasil no setor petrolífero. O fato de ter realizado sua reforma mais recentemente permitiu que o México avaliasse cautelosamente todas as opções e criasse um ambiente bastante favorável aos investidores, permitindo-lhes uma maior liberdade de escolha: no que concerne ao regime fiscal, aos parâmetros de otimização de lucros e produção, e também maior flexibilidade quanto aos limites de conteúdo local.

Por um lado, a reforma atua no sentido de melhorar as condições de investimento no México. Por outro, a queda dos preços do petróleo traz um retardo nas decisões de investimento e um clima de parada no setor. A resultante final deste conjunto de impactos dependerá da maior ou menor duração dessa queda dos preços e da capacidade de o país adaptar sua regulação ao novo contexto.

Cumpramos ressaltar que esta Nota Técnica foi inspirada pelo livro "Marcos Regulatórios da Indústria Mundial do Petróleo", cujos organizadores e autores, em quase sua totalidade, trabalham ou trabalharam na EPE. Como desdobramento deste trabalho, devem ser assinaladas duas linhas de pesquisa. Uma primeira linha envolve o estudo dos impactos e desdobramento da Reforma no México. Uma segunda linha trata da continuação do estudo da indústria de petróleo em países que têm forte influência no mercado internacional de petróleo ou semelhanças com o Brasil.

## Agradecimentos

Agradecemos aos geólogos Reneu Silva (ex-consultor técnico da DPG/EPE) e Regina Fernandes, ao matemático Marcos Frederico de Souza, ao engenheiro Bruno Stukart e aos coautores do livro Marcos Regulatórios da Indústria Mundial de Petróleo, os economistas Carlos Pacheco e Giovani Machado, pela colaboração nas etapas iniciais desse trabalho, bem como pelo suporte técnico ao longo do desenvolvimento desta Nota Técnica. Por fim, agradecemos ao ex-chefe do escritório da Petrobras no México, o engenheiro Roberto de Toledo pela colaboração na etapa final de elaboração deste documento.

## Referências

ANP (2013) *Resolução ANP nº 25*. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), acesso em 10 de dezembro de 2014, disponível em [http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/resolucoes\\_anp/2013/julho/ranp%2025%20-%202013.xml?f=templates\\$fn=document-frame.htm\\$3.0\\$g=\\$x=\\$nc=4102](http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/resolucoes_anp/2013/julho/ranp%2025%20-%202013.xml?f=templates$fn=document-frame.htm$3.0$g=$x=$nc=4102).

\_\_\_\_\_ (2015). *Petróleo e Estado*. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 312p., acesso em março de 2016, disponível em [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br).

\_\_\_\_\_ (2016). *Rodadas de Licitações*. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), acesso em março de 2016, disponível em [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br).

BAHEN, D., SAINZ, F. & HERNÁNDEZ, A. (2007). *La privatización Furtiva del Gas Natural en México. Energía*. Periódico del Frente de Trabajadores de la Energía (FTE).

BANCO DE MÉXICO (2016). *Balanza Comercial de Mercancías de México*. Acesso em abril de 2016, disponível em <http://www.banxico.org.mx/>.

BCB (2016). *Taxa de Câmbio*. Banco Central do Brasil (BCB), acesso em outubro de 2011, disponível em [www.bcb.gov.br](http://www.bcb.gov.br).

BNDES (2009). *Estudos de Alternativas Regulatórias, Institucionais e Financeiras para a Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural para o Desenvolvimento Industrial da Cadeia Produtiva de Petróleo e Gás Natural no Brasil*. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), Editores Bain & Company, e Tozzini Freire Advogados, publicado em 26 de junho, disponível em [www.bndes.gov.br](http://www.bndes.gov.br).

BP (2016). *Statistical Review of World Energy 2016*. Acesso em 16 de agosto de 2016, disponível em <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>.

BRASIL (1934). *Decreto nº 24.642: Decreta o Código de Minas*. Acesso em abril de 2016, disponível em <http://www4.planalto.gov.br/legislacao>.

\_\_\_\_\_ (1953). *Lei nº 2.004: Dispõe sobre a Política Nacional do Petróleo e define as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo, institui a sociedade anônima, e dá outras providências*. Acesso em abril de 2016, disponível em <http://www4.planalto.gov.br/legislacao>.

\_\_\_\_\_ (1964). *Lei nº 4.595: Dispõe sobre a Política e as Instituições Monetárias, Bancárias e Creditícias, Cria o Conselho Monetário Nacional e dá outras providências*. Acesso em abril de 2016, disponível em <http://www4.planalto.gov.br/legislacao>.

\_\_\_\_\_ (1967). *Decreto-Lei nº 200: Dispõe sobre a organização da Administração Federal, estabelece diretrizes para a Reforma Administrativa e dá outras providências*. Acesso em abril de 2016, disponível em <http://www4.planalto.gov.br/legislacao>.

\_\_\_\_\_ (1988). *Constituição da República Federativa do Brasil*. Acesso em abril de 2016, disponível em <http://www4.planalto.gov.br/legislacao>.

\_\_\_\_\_ (1995). *Emenda Constitucional nº 9: Dá nova redação ao art. 177 da Constituição Federal, alterando e inserindo parágrafos*. Acesso em abril de 2016, disponível em <http://www4.planalto.gov.br/legislacao>.

\_\_\_\_\_ (1997). *Lei nº 9.478: Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências*. Acesso em abril de 2016, disponível em <http://www4.planalto.gov.br/legislacao>.

\_\_\_\_\_ (2007). *Resolução CNPE nº 6: Estabelece diretrizes específicas para a realização da 9ª Rodada de Licitações de blocos exploratórios da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, e dá outras providências.* Acesso em abril de 2016, disponível em <http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cnpe/cnpe-2007>.

\_\_\_\_\_ (2008). *Lei nº 11.887: Cria o Fundo Soberano do Brasil - FSB, dispõe sobre sua estrutura, fontes de recursos e aplicações e dá outras providências.* Acesso em abril de 2016, disponível em <http://www4.planalto.gov.br/legislacao>.

\_\_\_\_\_ (2010a). *Lei nº 12.351: Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências.* Acesso em abril de 2016, disponível em <http://www4.planalto.gov.br/legislacao>.

\_\_\_\_\_ (2010b). *Lei nº 12.276: Autoriza a União a ceder onerosamente à Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o inciso I do art. 177 da Constituição Federal, e dá outras providências.* Acesso em abril de 2016, disponível em <http://www4.planalto.gov.br/legislacao>.

\_\_\_\_\_ (2010c). *Lei nº 12.304: Autoriza o Poder Executivo a criar a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) e dá outras providências.* Acesso em abril de 2016, disponível em <http://www4.planalto.gov.br/legislacao>.

BREGLIA, L. (2013). *Living with Oil: Promises, Peaks and Declines on Mexico's Gulf Coast.* University of Texas Press.

CASE, B. (2003). *Pemex Urged to add Value to its Own Oil by Investing in Refineries.* The Dallas Morning News: <http://www.latinamericanstudies.org/mexico/pemex-petrochemical.htm>.

CIA (2013). *The World Factbook: Mexico.* Central Intelligence Agency (CIA), acesso em novembro de 2014, disponível em <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/mx.html>.

CNH (2016). *Roda 1: Procesos Licitatorios*. Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), acesso em 29 de abril de 2016, disponível em: <http://ronda1.gob.mx/>.

COERVER, D., PASZTOR, S. B., & BUFFINGTON, R. M. (2004). *Mexico: an Encyclopedia of Contemporary Culture and History*. Santa Barbara.

DE FREITAS, V. (2008). *México: da Crise da Dívida Externa ao Advento do Nafta*. Aurora, ano II, número 3, ISSN: 1982-8004, dezembro.

DE LA BORDA, J. A. (2005). *Los Orígenes de la Industria Petrolera en México: 1900 – 1925*. Pemex -Petróleos Mexicanos, ISBN 970-94716-0-0.

\_\_\_\_\_ (2006). *Crónica del Petróleo en México: de 1863 a nuestros días*. Archivo Histórico de Pemex - Petróleos Mexicanos.

DIAS Leite, A. (1997). *A Energia do Brasil*. Rio de Janeiro: Nova Fronteira (1a edição).

EIA (2015). *Mexico: International energy data and analysis*. U.S. Energy Information Administration (EIA), publicado em 21 de setembro de 2015, acesso em 18 de abril de 2015, disponível em <http://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=MEX>.

FERNANDES, E. & SILVEIRA, J. (1999). *A Reforma do Setor Petrolífero na América Latina: Argentina, México e Venezuela*. Agência Nacional do Petróleo (ANP), março.

FOSS, M. & WAINBERG, M. (2012). *Mexico's Upstream Commercial Frameworks: consequences and implications*. Oil, Gas & Energy Law Intelligence (OGEL), ISSN: 1875-418X, pp. Vol. 10, Issue 3 março.

HABER, S., MAURER, N., & RAZO, A. (2003). *When the law does not matter: The rise and decline of the Mexican Oil Industry*. The Journal of Economic History, pp. Volume 63, n.1, março.

IPT (2009). *Fundos de Riqueza Soberana: algumas experiências internacionais*. Instituto de Pesquisas Tecnológicas (IPT), Nota Técnica DGE/CETAE 008/2009, Centro de Tecnologias Ambientais e Energéticas – CETAE, fevereiro.

LAJOUS, A. (2014). *The Impact of Lower Oil Prices on the Mexican Economy*. Center on Global Energy Policy – Columbia, Nova Iorque, 9 de dezembro.

LEMOS, M. L. (2013). *Fundos Soberanos de Riqueza: Um estudo sobre o Fundo Soberano do Brasil*. Monografia submetida ao curso de Ciências Econômicas da Universidade Federal de Santa Catarina, como requisito obrigatório para a obtenção do grau de Bacharelado. Florianópolis, Monografia de Graduação do Curso Ciências Econômicas, UFSC, Santa Catarina.

LOPEZ, L. (2010). *La Industria del Petróleo en México, 1911-1938: Del auge exportador al abastecimiento del mercado interno*. América Latina em la história Econômica, p. número 33.

MABRO, R. (2007). *Oil Nationalism, the Oil Industry and the Energy Security Concerns*. ARI 114/2007 - International Economy & Trade, pp. 1-8.

MERRIL, T. M., & MIRÓ, R. E. (1996). *Mexico: A Country Study*. Washington: GPO for the Library of Congress.

MÉXICO (1901). *Ley del Petróleo*. Publicada em 24 de dezembro de 1901, acesso em 15 de outubro de 2013, disponível em [http://www.biblioteca.tv/artman2/publish/1901\\_204/Ley\\_del\\_Petr\\_oleo\\_emitida\\_por\\_Porfirio\\_D\\_az\\_1407.shtml](http://www.biblioteca.tv/artman2/publish/1901_204/Ley_del_Petr_oleo_emitida_por_Porfirio_D_az_1407.shtml).

\_\_\_\_\_ (1917). *Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, que Reforma la de 5 de febrero de 1857*. Diário Oficial, publicado em 5 de fevereiro, acesso em 05 de abril de 2016, disponível em [www.ordenjuridico.gob.mx](http://www.ordenjuridico.gob.mx).

\_\_\_\_\_ (1925). *Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo*. Publicada em el Diário Oficial em 31-12-1925.

\_\_\_\_\_ (1938). *Decreto que crea la institución Petróleos Mexicanos*. Diário Oficial de la Federación, 20 de julho, acesso em 05 de abril de 2016, disponível em [www.ordenjuridico.gob.mx](http://www.ordenjuridico.gob.mx).

\_\_\_\_\_ (1940). *Decreto que Adiciona el Párrafo Sexto del Artículo 27 - Constitucional (Petróleo)*. Publicada em 9 de novembro de 1940, acesso em 05 de abril de 2016, disponível em <http://www.juridicas.unam.mx/infjur/leg/constmex/>.

\_\_\_\_\_ (1958). *Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo*. Publicada em 29 de Novembro de 1958.

\_\_\_\_\_ (1960). *Decreto que Reforma los Parrafos Cuarto, Quinto, Sexto y Séptimo Fracción I del Artículo 27 y los Artículos 42 y 48 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos*. Publicada em Publicado no Diário Oficial, 20 de janeiro, acesso em 05 de abril de 2016, disponível em <http://www.juridicas.unam.mx/infjur/leg/constmex/>.

\_\_\_\_\_ (1992). *Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios*. Nueva ley publicada em el diário oficial de la federación el 16 de julio de 1992, última reforma DOF 12-01-2006.

\_\_\_\_\_ (2008a). *Ley de Petróleos Mexicanos*. Nueva ley publicada em el diário oficial de la federación el 28 de noviembre de 2008, DOF 28-11-2008.

\_\_\_\_\_ (2008b). *Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional em el Ramo del Petróleo*. Nueva Ley publicada em el Diario Oficial de la Federación el 29 de noviembre de 1958, última reforma DOF 28-11-2008.

\_\_\_\_\_ (2013a). *Reforma Energética*. Estados Unidos Mexicanos, resumen ejecutivo, acceso em 05 de abril de 2016, disponível em [http://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=8&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwi\\_lpvJm\\_jLAhXKEZAKHY6vAqcQFghaMAc&url=http%3A%2F%2Fembamex.sre.gob.mx%2Fsuecia%2Fimagenes%2Freforma%2520energetica.pdf&usg=AFQjCNHiN7yA8G05w0caxCh2ceFalc9zZw&bvm=bv.118443451,d.Y2I](http://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=8&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwi_lpvJm_jLAhXKEZAKHY6vAqcQFghaMAc&url=http%3A%2F%2Fembamex.sre.gob.mx%2Fsuecia%2Fimagenes%2Freforma%2520energetica.pdf&usg=AFQjCNHiN7yA8G05w0caxCh2ceFalc9zZw&bvm=bv.118443451,d.Y2I).

\_\_\_\_\_ (2013b). *Decreto por el que se Reforman y Adicionan Diversas Disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energia*. Diário Oficial, publicado em 20 de dezembro, acesso em 05 de abril de 2016, disponível em [http://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5327463&fecha=20/12/2013](http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5327463&fecha=20/12/2013).

\_\_\_\_\_ (2013c). *Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal de 2014*.

\_\_\_\_\_ (2014a). *Ley de Hidrocarburos*. Nueva Ley publicada em el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014, acesso em 05 de abril de 2016, disponível em disponível em [www.ordenjuridico.gob.mx](http://www.ordenjuridico.gob.mx).

\_\_\_\_\_ (2014b). *Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos*. publicada em el Diario Oficial de la Federación – DOF em 11 de agosto de 2014.

MME (2014). CNPE recomenda realização da 13ª rodada de licitação de petróleo e gás natural. Ministério de Minas e Energia (MME), acesso em 18 de março de 2015, disponível em: [http://www.mme.gov.br/web/guest/area-de-imprensa/-/asset\\_publisher/AiNH1N2aVCzE/content/cnpe-recomenda-realizacao-da-13-rodada-de-licitacao-de-petroleo-e-gas-natural;jsessionid=FE11A64ACF05955C5A0E14CF7FAD9249.srv155](http://www.mme.gov.br/web/guest/area-de-imprensa/-/asset_publisher/AiNH1N2aVCzE/content/cnpe-recomenda-realizacao-da-13-rodada-de-licitacao-de-petroleo-e-gas-natural;jsessionid=FE11A64ACF05955C5A0E14CF7FAD9249.srv155).

MONTEJANO, C. (2008). *Evolución del marco jurídico de Pemex: principales ordenamientos legales que lo han regido*. Camara de diputados, centro de documentación información y analisis.

MORALES, I. (2013). *The twilight of México's state oil monopolism: policy, economic and political trends in Mexico's natural gas industry*. James A. Baker II Institute for Public Policy, Rice University.

Navarro, A. (2004). *Mercado interno, mercado internacional, de 1938 a los setentas*. En memorias del segundo congreso de historia económica, la historia económica hoy, entre la economía y la historia, outubro de 2004.

NAVARRO, A. (2012). *The Ongoing Discrepancy of the Mexican Oil Industry: A Tale of Two Reforms*. Oil, Gas & Energy Law Intelligence (OGEL), ISSN: 1875-418X, pp. Vol. 10, Issue 3 março.

NEGROPONTE, D. V. (2014). *Mexico's Energy Reforms Become Law*. Acesso em 05 de Janeiro de 2015, disponível em <http://www.Brookings.edu>.

PADILLA, V. R. (2010). *Contratos de Servicios Múltiples en Pemex: Eficacia, eficiencia y rentabilidad*. Scielo, vol.41 no.163 México.

PEMEX (2009). *Un breve recuento de Estrategia de Petróleos Mexicanos para el Desarrollo de Proveedores, Contratistas y Contenido Nacional*. Version inicial, A incorporarse en el Plan Estratégico Integral de Negocios de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, que será sometido a aprobación del Consejo de Administración de Pemex - acesso em 12 de abril, disponível em [http://www.pemex.com/procura/Documents/desarrollo\\_proveedores\\_0907101.pdf](http://www.pemex.com/procura/Documents/desarrollo_proveedores_0907101.pdf).

\_\_\_\_\_ (2010). *Disposiciones Administrativas de Contratación en Materia de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios de las Actividades Sustantivas de Carácter Productivo de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios*. Diário Oficial de 6 de janeiro de 2010, acesso

em 12 de abril de 2016, disponível em [http://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5127496&fecha=06/01/2010](http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5127496&fecha=06/01/2010).

\_\_\_\_\_ (2012). *Resultados de la Primera y la Segunda Ronda de Licitación en Campos Maduros*. Resultados de licitación de los Contratos Integrales , acesso em 12 de abril de 2016, disponível em [http://contratos.pemex.com/anteriores/region\\_sur/resultados/Paginas/default.aspx](http://contratos.pemex.com/anteriores/region_sur/resultados/Paginas/default.aspx).

\_\_\_\_\_ (2013). *Acta de presentación de proposiciones, evaluación, adjudicación y fallo de la licitación pública internacional abierta número 18575008-550-12*. Contratos para la producción de hidrocarburos em las áreas Amatitlán, Soledad, Humapa, Miquetia, Miahuapan y Pitepec, Gerencia de Suministros y Servicios Administrativos Región Norte.

\_\_\_\_\_ (2015). *Memoria de Labores 2014* . Publicado em 29 de fevereiro de 2016 acesso em 12 de abril de 2016, disponível em [http://www.pemex.com/acerca/informes\\_publicaciones/Documents/Informe-Anual/Informe Anual PEMEX 2014.pdf](http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Documents/Informe-Anual/Informe Anual PEMEX 2014.pdf).

PETROBRAS (2008). *Descobertas no cenário mundial afetam mercado de petróleo*. Acesso em dezembro de 2013, disponível em Relatório Anual: <http://www.hotsitespetrobras.com.br/rao2008/i18n/pt/relatorio-anual/negocios/exploracao-e-producao.aspx>.

\_\_\_\_\_ (2011). *Fatos e Dados - Perguntas e Respostas - Conselho de Administração*. Acesso em 16 de dezembro de 2014, disponível em <http://fatosedados.blogspotpetrobras.com.br/2011/01/17/conselho-de-administracao-respostas-a-folha/#sthash.89NW38gl.dpuf>

\_\_\_\_\_ (2013). *2006 - Descoberta do Pré-Sal*. Acesso em dezembro de 2014, disponível em <http://exposicao60anos.agenciapetrobras.com.br/decada-2000-momento-44.php>.

\_\_\_\_\_ (2014) *Resultados Financeiros de 2014*. Acesso em 13 de abril de 2016, disponível em <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-financeiros#topo>.

\_\_\_\_\_ (2015) *Relatório de Administração 2015*. Publicado em 21 de março de 2016, acesso em 13 de abril de 2016, disponível em <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/relatorios-anuais/relatorio-de-administracao>.

PETROL PLAZA (2014). *Mexican gas stations get ready for new competition*. Acesso em dezembro de 2014, disponível em <http://www.petroplaza.com>.

PLANTE, M. & JORDAN, A. (2013). *Getting prices right: Addressing Mexico's history of fuel subsidies*. Federal Reserve Bank of Dallas.

PUYANA, A. (2006). *Mexican oil policy and energy security within Nafta*. International Journal of Political Economy, Oil in the Global Economy , pp. Vol. 35, No. 2.

RINALDI, P. (2010). *Os fundos soberanos de riqueza da América Latina: instrumentos de avanço ou retrocesso da globalização financeira*. Asociación Latinoamericana de Ciencia Política, V Congreso Latinoamericano de Ciencia Política, Buenos Aires.

SAMPLES, T. & VITTOR, J. (2012). *Energy reform and the future of Mexico's oil industry: the Pemex bidding rounds and integrated service contracts*. June 21, 2012, Texas Journal of Oil, Gas, and Energy Law. Vol. 7. N.º 2, acesso em 27 de julho de 2014, disponível em [http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract\\_id=2311443](http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2311443).

SENER. (2015). *Prospectiva Gas Natural y Gas LP: 2015-2029*. Secretaría de Energía (Sener), Estados Unidos Mexicanos, acesso em 15 de abril de 2016, disponível em <http://www.gob.mx/sener/documentos/prospectivas-del-sector-energetico?idiom=es>.

SEN, A. & UPADHYAYA, S. (2014). *Awaiting the Mexican Wave: Challenges to energy reforms and raising oil output*. Oxford Energy Comment, The Oxford Institute for Energy Studies.

SENADO DO BRASIL (2015). *Projeto de Lei do Senado nº 131: Altera a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, que estabelece a participação mínima da Petrobras no consórcio de exploração do pré-sal e a obrigatoriedade de que ela seja responsável pela "condução e execução, direta ou indireta, de todas as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações de exploração e produção"*. Acesso em 1º de abril de 2016, disponível em <http://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/120179>.

SENADO DO MÉXICO (2014a). *Reforma Energética - Acuerdo 290514*. Acesso em 8 de dezembro de 2014, disponível em [http://www.senado.gob.mx/comisiones/energia/docs/reforma\\_energetica/Acuerdo\\_290514.pdf](http://www.senado.gob.mx/comisiones/energia/docs/reforma_energetica/Acuerdo_290514.pdf).

\_\_\_\_\_ (2014b). *Reservas proyectos dictamen leyes energeticas*. Acesso em 8 de dezembro de 2014, disponível em [http://www.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/62/2/2014-07-15-1/assets/documentos/reservas\\_proyectos\\_dictamen\\_leyes\\_energeticas.pdf](http://www.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/62/2/2014-07-15-1/assets/documentos/reservas_proyectos_dictamen_leyes_energeticas.pdf).

\_\_\_\_\_ (2014c). *Dictamen\_Hidrocarburos*. Acesso em 08 de dezembro de 2014, disponível em [http://www.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/62/2/2014-07-17-1/assets/documentos/1\\_Dictamen\\_Hidrocarburos.pd](http://www.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/62/2/2014-07-17-1/assets/documentos/1_Dictamen_Hidrocarburos.pd).

SHCP (2014). *Las Finanzas Públicas y la Deuda Pública a Noviembre de 2014*. Dirección General Adjunta de Información, 30 de dezembro de 2014.

SHCP, SENER & CNH. (2014). *Mexico's Energy Reform*. Apresentação do departamento de relacionamento com investidores: Gabriel Green, Nova Iorque, novembro.

SMITH, E., & DZIENKOWSKI, J. (1989). *A fifty-year perspective on world petroleum arrangements*. University of Texas at Austin School of Law Publications.

TOLMASQUIM, M. & PINTO JR, H (2011). *Marcos Regulatórios da Indústria Mundial do Petróleo*. Tolmasquim, M. & Pinto Jr, H (organização), Rio de Janeiro, editora Synergia.

TORRES, R. (1997). *Regulación del Sector Energético: La Regulación de los Hidrocarburos en México*. Universidad Nacional Autónoma de México, Instituto de Investigaciones Jurídicas. Acesso em dezembro de 2014, Universidad Nacional Autónoma de México, Instituto de Investigaciones Jurídicas, capítulo escrito por F. Barrios, acesso em 15 de abril, disponível em <http://info5.juridicas.unam.mx/libros/libro.htm?!=153>

TROJBICZ, B. (2014). *Formação de Agenda e Formulação de uma Política Pública no Brasil: O caso do Fundo Social do Pré-Sal*. São Paulo. Tese apresentada à Escola de Administração de Empresas de São Paulo da Fundação Getúlio Vargas como requisito para obtenção do título de Doutor em Administração Pública e Governo.

VAITSMAN, M. (2001). *O petróleo no Império e na República*. Interciência, 2ª edição, Rio de Janeiro.

YERGIN, D. (1990). *O petróleo: uma historia mundial de conquistas, poder e dinheiro*. Página Aberta LTDA, 1ª edição brasileira em 1993, título original: *The prize: the epic quest for oil, Money and power*, publicado em 1990.

\_\_\_\_\_ (2011). *A Busca: energia, segurança e reconstrução do mundo moderno*. Intrínseca, tradução Ana Beatriz Rodrigues, 1ª edição brasileira publicada em 2014, título original: *The Quest: energy, security, and the remaking of the modern world*.