

REFORMAS NO *UPSTREAM* DA INDÚSTRIA PETROLÍFERA MEXICANA: UM PARALELO COM O CASO BRASILEIRO

José Mauro Ferreira Coelho, Marcos Frederico Farias de Souza, Marcelo Cavalcanti, Carlos Pacheco, Maria Cecilia de Araújo, Paula Barbosa

O setor energético do México recentemente atravessou um período de profundas mudanças estruturais, incentivadas pela Reforma Energética instituída em 2013, no governo do presidente Enrique Peña Nieto. As reformas buscaram reestruturar, além do setor de geração e transmissão elétrica, a indústria petrolífera mexicana com vistas à atração de novos investimentos e tecnologias, a fim de reverter o quadro de queda da produção de hidrocarbonetos.

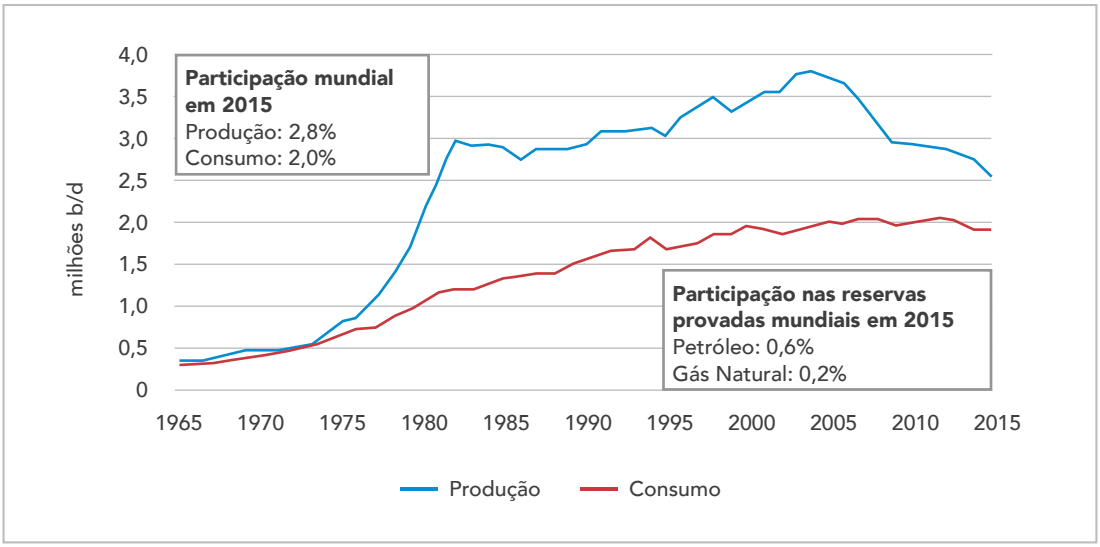
Assim como o México, o Brasil também passou por reformas recentes no marco regulatório da indústria petrolífera, buscando conciliar a atração de empresas privadas com a permanência de suas empresas estatais exercendo importante papel em seus mercados. Em ambos os países, a produção comercial de petróleo iniciou-se a partir de empresas privadas que posteriormente foram nacionalizadas, através da criação de uma empresa estatal. Todavia, cada país se reestruturou em função de suas especificidades geográficas, político-institucionais e tecnológicas (EPE, 2016). O princípio da exploração de petróleo no México caracterizou-se por atrair empresas estrangeiras e multinacionais com descobertas comerciais importantes, enquanto que no Brasil, inicialmente, não houve uma descoberta comercial significativa capaz de impelir investimentos estrangeiros.

A gestão dos direitos minerais no subsolo no México passou por grandes mudanças no final do século XIX e no ano de 1917, quando foi introduzido o Contrato de Concessão. No caso brasileiro, ao Código de Minas de 1934 que reestabeleceu o princípio dominial, foi incluída uma cláusula em 1938 possibilitando tanto um regime de concessões quanto à 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" (EPE, 2016).

A nacionalização de empresas estrangeiras foi deflagrada por razões diferentes no México e no Brasil. Enquanto no México, a nacionalização da indústria ocorrida no final da década de 1930 foi o modo encontrado para enfrentar as empresas privadas estrangeiras (principalmente, na resolução de conflitos trabalhistas) e garantir ao Estado os benefícios da produção de petróleo, no caso brasileiro, a opção por nacionalizar a indústria e criar uma empresa estatal, em 1953, veio da necessidade de se investir no aumento da produção nacional de petróleo e da capacidade de refino (EPE, 2016). Na prática, a nacionalização da indústria petrolífera mexicana significou uma ruptura com o modelo de investimento privado no setor e o início de um monopólio da Pemex, a mudança correspondente na legislação se deu posteriormente, de forma gradativa.

Na década de 1970, houve um forte processo de incorporação de reservas provadas de petróleo no México, período no qual foi descoberto o Complexo de Cantarell. As mudanças do setor de energia mexicano ocorridas no início da década de 1990, em especial a reestruturação da Pemex (1992), o alinhamento com a política externa, bem como a instabilidade do mercado internacional do petróleo, permitiram uma nova intensificação da atividade exploratória buscando o aumento da 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 milhões bpd (vide Gráfico 1), com destaque para o Complexo de Cantarell[1], o qual 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 (EPE, 2016).

Gráfico 1: Evolução da produção e do consumo de petróleo no México



Fonte: BP, (2016).

[1] O pico de produção de Cantarell ocorreu em 2004, sucedido por um rápido declínio, a uma taxa média de 18% ao ano, até 2011. No entanto, a queda na produção total do México 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 do mundo. A produção mexicana de petróleo caiu em média 5% a.a., entre 2005 e 2009, mas reduziu a taxa de queda nos últimos anos para 1% a.a.. Já o consumo de petróleo aumentou 2,2% ao ano entre 1982 e 2005, permanecendo em torno de 2,0 milhões de bpd na última década.

A partir de 2004, com o declínio da produção e o consumo crescente, a exportação de petróleo do México 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% de participação. É importante destacar que, em 2015, as exportações representaram pouco mais de 40% da produção.

A redução de receita a partir da queda na produção de petróleo conduziu a movimentos trabalhistas que ganharam força e conseguiram alterar a Constituição mexicana ao final da década de 1950. Apesar das tentativas de flexibilização do monopólio, esse regime vigorou até a abertura do setor que, apesar das tentativas em 2008, teve início efetivo em 2013 no México. Já no Brasil, a instabilidade do mercado internacional de petróleo no início da década de 1990 e a onda liberalizante vinda da Europa trouxeram a necessidade de reformas, iniciadas a partir da Emenda Constitucional nº 9/1995. Posteriormente, a partir da descoberta de petróleo na camada do Pré-sal em 2006, houve nova revisão do marco regulatório brasileiro, culminando com a publicação da Lei nº 12.351/2010, instituindo o regime de Partilha de Produção. Ambos os países adotam hoje sistemas híbridos que admitem a coexistência de diferentes tipos de contratação. Assim como ocorreu no Brasil, o México conciliou a abertura do setor e o fim do monopólio com a reestruturação de sua empresa estatal (EPE, 2016).

Outra similaridade no rearranjo regulatório de Brasil e México foi a adoção de um fundo para depósito de recursos provenientes da produção de petróleo e gás natural. 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.

O novo Marco Regulatório Mexicano de 2013 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, além da adoção de termos favoráveis para o setor, atraindo os investidores privados, nacionais e estrangeiros[2]. Isto propiciou o aumento potencial dos lucros advindos das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

A nova base jurídica para a regulação do setor de petróleo e gás natural mexicano é formada pelo art. 27 da Constituição, pela *Ley de Hidrocarburos* que regulamenta o art. 27 (substituindo a Lei de 1958) e pela *Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos* (Mexico, 2014). Neste sentido, onde antes só havia as Alocações[3] para a Pemex, com a reforma, a outorga de blocos exploratórios pode ocorrer não somente através de Alocações (a empresas do Estado, como a Pemex) como também por Contratos[4]. Os Contratos podem ser firmados com empresas públicas ou privadas, sob a modalidade de (i) Licença; (ii) Partilha de Produção; (iii) Partilha de Lucro e (iv) Contratos de Serviço. No Brasil, a Lei nº 9.478/1997 e a Lei nº 12.351/2010 estabelecem as regras vigentes, conforme indicado na Tabela 1.

2 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 (condição primordial para as empresas privadas se interessarem em investir no país). No caso do Brasil, a titularidade, para as empresas estrangeiras, dos hidrocarbonetos produzidos passou a vigorar a partir de 2010, com a Lei nº 12.351/2010 (lei de Partilha da Produção).

3 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. 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. A Pemex também pode converter as Alocações em Contratos e, nesse caso, pode se associar a outras empresas privadas (nacionais ou estrangeiras), como uma *joint venture*, através de um processo licitatório. A novidade desta reforma é que, ao se associar a outras empresas, a Pemex não poderá escolher seu sócio.

4 Apesar da possibilidade de estabelecimentos de novas modalidades de Contratos, a Emenda Constitucional de 2013 manteve o veto à modalidade de Contratos de Concessão.

Tabela 1: Comparativo entre México e Brasil: aspectos da reforma

Itens da Reforma	México	Brasil
Legislação	Decreto de 23 de agosto de 2013 e Ley de Hidrocarburos e Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, de 2014	Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010
Modalidades de contratos em vigor	(1) Licença (2) Partilha (2.1) de produção (2.2) de lucro (3) Contratos de Serviços	(1) Concessão (2) Partilha de produção
Conteúdo Local	Em 2015, até 25%. Posteriormente, aumento gradual até o limite de 35%, em média, em 2025, em média	Na 13ª Rodada (2015), o conteúdo local médio variou de 73% a 80%, na exploração e no desenvolvimento, respectivamente*

* Nota: As novas regras de conteúdo local para o setor de petróleo e gás natural serão aplicadas na 14ª Rodada de Licitações e para a nova rodada de leilões de blocos no Pré-sal, previstas para 2017. Para exploração *onshore*, o índice de conteúdo local será 50%. Nos blocos *offshore*, o conteúdo mínimo será de 18% na fase de exploração, 25% para a construção de poços e 40% para sistemas de coleta e escoamento. Nas Unidades Estacionárias de Produção (UEP), o percentual estabelecido foi de 25% (MME, 2017).

Fonte: EPE (2016).

No México, a outorga dos diversos Contratos se dá através de licitação realizada pela *Comisión Nacional de Hidrocarburos* (CNH). A *Secretaría de Energía* (SENER) define as áreas que serão objeto de leilão e o desenho técnico dos Contratos oferecidos, incluindo as cláusulas de conteúdo local. Na fase de operação, a CNH deve aprovar os planos de exploração e desenvolvimento, e perfuração de poços, além de ser responsável pela gestão dos Contratos. A Pemex pode participar das rodadas de licitação como outra empresa qualquer e estará sujeita às mesmas regras e tributação na condução desses contratos. De acordo com a nova legislação (*Ley de Hidrocarburos* 2014), o Estado Mexicano pode dar, excepcionalmente, à Pemex ou outra estatal, Alocações para E&P, em vez de contratos. A SENER outorga as alocações após o parecer favorável da CNH.

A primeira outorga de Alocações ocorreu na Rodada Zero em 2014 (semelhante ao ocorrido no Brasil em 1995), sendo esta 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) em reserva 2P e cobrindo cerca de 90 mil km^2. Após a Rodada Zero, foi realizada a Primeira Rodada de licitação de blocos para companhias privadas, com acesso a 60 campos, com reservas provadas totais de 3,8 bilhões bep. A Primeira Rodada foi dividida nas quatro fases: 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 ofereceram Contratos de Partilha de Produção e as duas últimas, Contratos de Licença.

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 a terceira fase, de campos maduros em terra, teve como resultado 25 blocos arrematados. Por fim, na quarta fase da Primeira Rodada, dos dez blocos em águas profundas ofertados, oito foram arrematados por empresas, ou consórcios de empresas, oriundas da China, EUA, Inglaterra, Noruega, França e Japão, além de duas empresas locais (SENER, 2017), revelando uma maior atratividade por grandes operadoras de petróleo da indústria mundial. Paralelamente, realizou-

se o primeiro *farm-out* em águas profundas, realizado entre a Pemex e a BHP Billiton (40%/60%), no bloco de Trión. O desenvolvimento da produção possibilitará não somente um aumento das receitas do Governo Federal, como também uma melhora no fluxo de caixa da Pemex.

O governo mexicano, buscando acelerar a produção agendou a Segunda Rodada de licitações de exploração e produção, dividida em três fases: uma em águas rasas (15 blocos, por contratos de partilha de produção, em junho de 2017) e duas em áreas *onshore* (totalizando 28 blocos, por Contratos de Licença, em julho de 2017). Outros *farm-outs* entre empresas privadas (nacionais ou estrangeiras) e a Pemex já estão previstos para 2017, como o campo de Ayín-Batsil (óleo pesado em águas rasas) e o campo de Ogarrio & Cárdenas-Mora (óleo leve e extra leve em campos maduros *onshore*). Até 2019, o Programa Quinquenal de Licitações para E&P, lançado em 2015, prevê mais duas rodadas de licitações para exploração e produção, além da possibilidade de novos *farm-outs*.

Dessa forma, o novo regime regulatório de exploração e produção de petróleo e gás natural adotado no México tornou-se mais flexível, possibilitando ao governo adequar diferentes Contratos às distintas condições de áreas, bem como de cada momento, sem a necessidade de alterar a Constituição nem a legislação do setor. Isto vem contribuindo para o dinamismo do investimento em petróleo e gás natural e a retomada do crescimento da produção de hidrocarbonetos no médio e longo prazos, inclusive pela expansão de fontes de petróleo não convencionais, como a exploração e produção de águas profundas e de *tight oil*. Destacam-se nas reformas empreendidas pelo México a abertura nas atividades de E&P para empresas privadas e não somente para a PEMEX; a redução e simplificação da carga tributária; a ampliação das condições para o retorno financeiro e lucratividade; o aumento da segurança para os investidores através da reestruturação institucional e da readequação do sistema jurídico.

É relevante ressaltar que a reforma no México foi planejada e anunciada em um contexto de preços do petróleo oscilando entre US$ 100/bbl e US$ 120/bbl no final de 2013, significativamente superior ao atual patamar de US$ 55/bbl. Caso o preço do petróleo se estabilize em um patamar baixo, as possibilidades de investimento no México se tornam muito menos atrativas do que em um cenário de alta. Neste sentido, a queda dos preços do petróleo, aliada com incertezas relacionadas ao governo de Donald Trump (possibilidades de deportação e contenção à imigração, tentativas de revisão do NAFTA e aumento nas tarifas de importação do México, entre outras) poderão ocasionar um retardo nas decisões de investimento nas atividades de E&P de petróleo e gás natural no México. A resultante final deste conjunto de impactos dependerá da maior ou menor duração do preço do petróleo a patamares baixos e da capacidade do México adaptar sua regulação ao novo contexto político e econômico.

O fato de ter realizado sua reforma mais recentemente (utilizando, inclusive, o processo de revisão do marco regulatório brasileiro como *benchmarking*) permitiu que o México criasse um ambiente 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. A SENER, além do estabelecido no Programa Quinquenal mexicano, já planeja novos processos de outorgas para os próximos anos, buscando não somente a renda petrolífera decorrente do aumento da atividade, como também a reposição de suas reservas de hidrocarbonetos e o desenvolvimento da cadeia produtiva de petróleo e gás natural.

A reforma energética mexicana vem atuando no sentido de melhorar as condições de investimento no país. Nesse sentido, o México apresenta-se como potencial concorrente para o Brasil na atração de novos players no segmento de E&P. O Brasil, a exemplo do México, necessita continuar a busca por soluções que promovam sua competitividade, tais como um calendário definido de leilões e a resolução de dificuldades relacionadas ao licenciamento ambiental. Neste sentido, destaca-se a iniciativa de flexibilização da política de conteúdo local no Brasil, que se constitui em uma tentativa de aumentar a atratividade nas próximas rodadas de licitação de petróleo e gás natural.

REFERÊNCIAS

BP, (2016). *Statistical Review of World Energy 2016*. Disponível em: <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>. Acesso em: 03 mar. 2017.

EPE. EMPRESA DE PRESQUISA ENERGÉTICA, (2016). *Marco Regulatório da Indústria do Petróleo no México*. Nota Técnica SPT-Abast nº. 1/2016. EPE, Setembro de 2016. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/Petroleo/Documents/NT_Mexico%202016set.pdf>. Acesso em: 03 mar. 2017.

MEXICO, (2014). *Ley de Hidrocarburos*. Nueva Ley publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014. Disponível em:<http://www.ordenjuridico.gob.mx>. Acesso em: 03 mar. 2017.

MME. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, (2017). *Nova política de Conteúdo Local reduz percentuais e facilita investimentos*. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticas/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/nova-politica-de-conteudo-local-reduz-percentuais-e-facilita-investimentos>. Acesso em: 13 mar. 2017.

SENER. SECRETARÍA DE ENERGIA, (2017). *Programa Quinquenal de Licitaciones para la Exploración Y Extracción de Hidrocarburos 2015 – 2019*. SENER, Febrero 2017. Disponível em: <http://www.gob.mx/sener>. Acesso em: 03 mar. 2017.



José Mauro Ferreira Coelho é Diretor da Diretoria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), graduado em Química Industrial, com Mestrado em Engenharia dos Materiais pelo Instituto Militar de Engenharia (IME) e Doutorado em Planejamento Energético pelo Programa de Planejamento Energético (PPE) da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Funcionário de carreira da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) desde 2007, onde exerceu os cargos de Superintendente Adjunto de Petróleo, Superintendente Adjunto de Gás Natural e Biocombustíveis e Assessor na Diretoria de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (DPG). Atualmente é o Diretor de Estudos do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Possui mais de vinte e cinco anos de experiência profissional, atuando nos setores de petróleo, gás natural e biocombustíveis. Atuou também, por vários anos, na área docente de graduação e pós-graduação, com três livros publicados e mais de trinta trabalhos científicos apresentados ou publicados em periódicos ou anais de congressos nacionais e internacionais.



Marcos Frederico Farias de Souza é Mestre em Engenharia Civil (COPPE-UFRJ), com especialização em Petróleo e Gás (CEFET), extensão em Planejamento Energético (COPPE-UFRJ) e Analise de Sistemas(PUC-RJ), Bacharel em Matemática (Faculdade Pedro II). Experiência na Petrobras – 12 anos // Anp – 6 anos // EPE – 11 anos. Cargo Atual: Superintendente de Petróleo.



Marcelo Cavalcanti é Doutor em planejamento energético pelo Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ (2011), economista formado pelo Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (2003), atua como Superintendente Adjunto da Superintendência de Petróleo da Diretoria de Estudos do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (DPG) na Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Responsável por coordenar estudos relacionados ao abastecimento de derivados de petróleo, destacando-se em temas relacionados à demanda de energia do setor transporte e à consolidação da demanda de derivados, ao refino de petróleo, além da infraestrutura logística e da precificação de petróleo e de derivados. Funcionário de carreira da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) desde 2008, sempre atuou na DPG. Entre as experiências profissionais anteriores, destacam-se sua participação na Superintendência de Estudos Estratégicos da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (cargo comissionado: 2003-2004), no XI Congresso Brasileiro de Energia (secretário executivo - 2005-2006) e na COPPE/UFRJ (pesquisador 2006-2008).



Carlos Augusto Góes Pacheco é graduado em Ciências Econômicas (IE/UFRJ) e Mestre em Planejamento Energético pelo Programa de Planejamento Energético (PPE/COPPE/UFRJ). Funcionário de carreira da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) desde 2007, exerce o cargo de Analista de Pesquisa Energética na Diretoria de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis.

Maria Cecilia Pereira de Araújo é Analista de Pesquisa Energética na Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Economista pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), é Mestre em Regulação do Setor Elétrico pela Universidad Pontificia Comillas e em Economia Matemática e Indústrias de Rede pela Université Paris-Sud XI.





Paula Isabel da Costa Barbosa é graduada em Ciências Econômicas pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), com Mestrado em Economia pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-RJ) e atualmente está cursando o Doutorado em Planejamento Energético pelo Programa de Planejamento Energético (PPE) da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Funcionária de carreira da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) desde 2014, sempre atuou na Superintendência de Petróleo. Possui quinze anos de experiência profissional nos setores de petróleo, gás natural e biocombustíveis, tendo atuado no Brasil e no exterior, junto a grandes multinacionais do setor. Por dois anos, atuou na área docente de graduação de economia e administração e, durante quatro anos, em pesquisa, com vários artigos publicados em revistas científicas, congressos e jornais de grande circulação. Possui também um MBA de Negócios Internacionais do INSEAD (Instituto Europeu de Estudos de Economia e Negócios Internacionais), França, e um MBA de Gestão de Projetos de Petróleo do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, IBP, Rio de Janeiro.